

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 ГПП 110/6 ПАО «КуйбышевАзот»

Обучающийся

Е.В. Петровнина

(И. О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2022

## **Аннотация**

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части ГПП 110/6 кВ ПАО «КуйбышевАзот» - в рамках которой будет произведена замена электрооборудования с истекшим сроком эксплуатации, превышающим от 40 и более лет на современное. Будет проведено целевое техническое обследование силового электрооборудования подстанций, после чего будут подобраны коммутационные аппараты, измерительные и силовые трансформаторы, кабельные линии высокого и низкого напряжения, микропроцессорные блоки релейной защиты, и светильники рабочего и аварийного освещения.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, содержащей 79 страниц, 14 рисунков, 25 таблиц, и графической части на 6 листах формата А1.

## Содержание

Введение .....	4
1 Основные сведения об электроснабжении ПАО «КуйбышевАзот» .....	6
2 Общие сведения о ГПП-60.....	10
3 Определение электрических нагрузок понизительной подстанции .....	13
4 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов .....	15
5 Расчет токов короткого замыкания .....	21
6 Выбор электрических аппаратов и проводников .....	28
6.1 Выбор выключателей и ячеек КРУ .....	28
6.2 Выбор трансформаторов тока 6 кВ .....	35
6.3 Выбор трансформаторов напряжения .....	39
6.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	41
6.5 Выбор реакторов .....	44
6.7 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	50
6.8 Выбор кабеля 110 кВ .....	52
7 Выбор релейной защиты.....	54
7.1 Защита трансформаторов .....	56
7.2 Защита на стороне НН.....	62
8 Расчет защитного заземления .....	65
9 Техника безопасности .....	68
10 Экономическая часть .....	70
Заключение .....	76
Список используемых источников.....	77

## Введение

«ПАО «КуйбышевАзот» - одна из ведущих российских химических компаний, лидер в производстве капролактама и продуктов его переработки, входит в число крупнейших производителей азотных удобрений, полиамида, инженерных пластиков» [10], технической нити и кордной ткани с организованной дилерской сетью по реализации минеральных удобрений. ПАО «КуйбышевАзот» является группой компаний, предприятия и подразделения которой расположены в различных регионах РФ, а также Германии, КНР и Сербии. На промплощадке предприятия в Тольятти расположены филиалы мировых компаний, таких как ООО «Линде Азот Тольятти» и большое количество структурных подразделений (цехов), которые условно можно разделить на две группы - главные технологические и вспомогательные цеха.

В настоящее время предприятие динамично развивается и на промышленной площадке уже введено в эксплуатацию производство основных органических и не органических веществ ООО «Волгатехноол», также построилось и готовится к пуску ООО «Волгаферт» - производство удобрений и азотных соединений. На ПАО «КуйбышевАзот» модернизируется и реконструируется старое производство и системы по обеспечению безопасного производства работ, например, происходит замена устаревших систем противопожарной защиты на более современные и соответствующие требованиям национальных стандартов и Правил.

Аварийные ситуации, возникающие при аварийных остановках технологического оборудования, приводят к нарушению технологических процессов, что может являться угрозой для здоровья и жизни персонала, а также влечет за собой финансовые потери. Причиной аварийных остановок технологического оборудования может стать отключение электрооборудования на питающей головной подстанции и отказ работы автоматического резервного питания. Для снижения вероятности сбоев в

электроснабжении потребителей подстанции необходимо производить своевременную замену устаревшего оборудования на современное. Кроме того, согласно требованиям пунктов 1.2.2, 1.6.1 «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», Потребитель, в нашем случае ПАО «КуйбышевАзот», обязан обеспечить своевременное и качественное проведение реконструкций, модернизации электроустановок, и электрооборудования [12].

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей главной понизительной подстанции номер 60 ПАО «КуйбышевАзот», а также обеспечение безопасной работы обслуживающего персонала подстанции с помощью улучшения качества освещения зоны рабочего места.

В основные задачи работы входит разработка мероприятий по замене электрооборудования с истекшим сроком эксплуатации. В данные мероприятия входят расчеты токов короткого замыкания, подбор современного электрооборудования и проверка его на предмет соответствия условиям короткого замыкания.

За основу расчета системы электроснабжения берется, в первую очередь, определение электрических нагрузок, так как использование завышенных значений нагрузок приводит к большим финансовым затратам при выборе коммутационного оборудования и кабельной продукции, кроме этого, использование заниженных значений, приведет к быстрому выходу из строя оборудования [20].

Проведение реконструкции электрической части подстанции повысит надежность электроснабжения потребителей, питающихся от ГПП-60, и обеспечит безопасность для обслуживающего персонала.

## **1 Основные сведения об электроснабжении ПАО «КуйбышевАзот»**

«Предприятие ПАО «КуйбышевАзот» является крупным потребителем электрической энергии в городе Тольятти. Фактическая потребляемая мощность превышает 800 тыс. МВт·ч за год. Источниками поставки электроэнергии являются Тольяттинская ТЭЦ и Жигулевское ПО ПАО «Россети Волга»-«Самарские распределительные сети». Всего десять точек присоединения. Электроснабжение предприятия осуществляется так же еще и за счет собственной выработки, обеспечиваемой турбогенератором типа ПР-6-3/1,0/0,5-1, номинальной мощностью 6 МВт, установленного в цехе номер 40. Электроэнергия приходит от источников поставки энергии по линиям электропередачи 6 кВ и 110 кВ. Главная распределительная подстанция номер 1 получает питание по четырем шинпроводам (ШП №1-3) напряжением 6 кВ. Главные понижающие подстанции (ГПП) получают питание по воздушным и кабельным линиям напряжением 110 кВ. Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы и поддержания технологического процесса на производстве, правильное электроснабжение играет значительную роль. Поэтому предприятие питается от двух независимых источников – Тольяттинская ТЭЦ и п/ст Васильевская - 220 кВ. Далее распределение электроэнергии по заводу осуществляется с ГПП № 50, 60, 70 и главной распределительной подстанции номер 1 (ГРП-1). На ГПП-50, 60, 70 установлено по 2 силовых трансформатора ТРДЦНК 63000 110/6 с регулированием напряжения под нагрузкой по стороне 110 кВ. Внешняя схема электроснабжения представлена на рисунке 1.

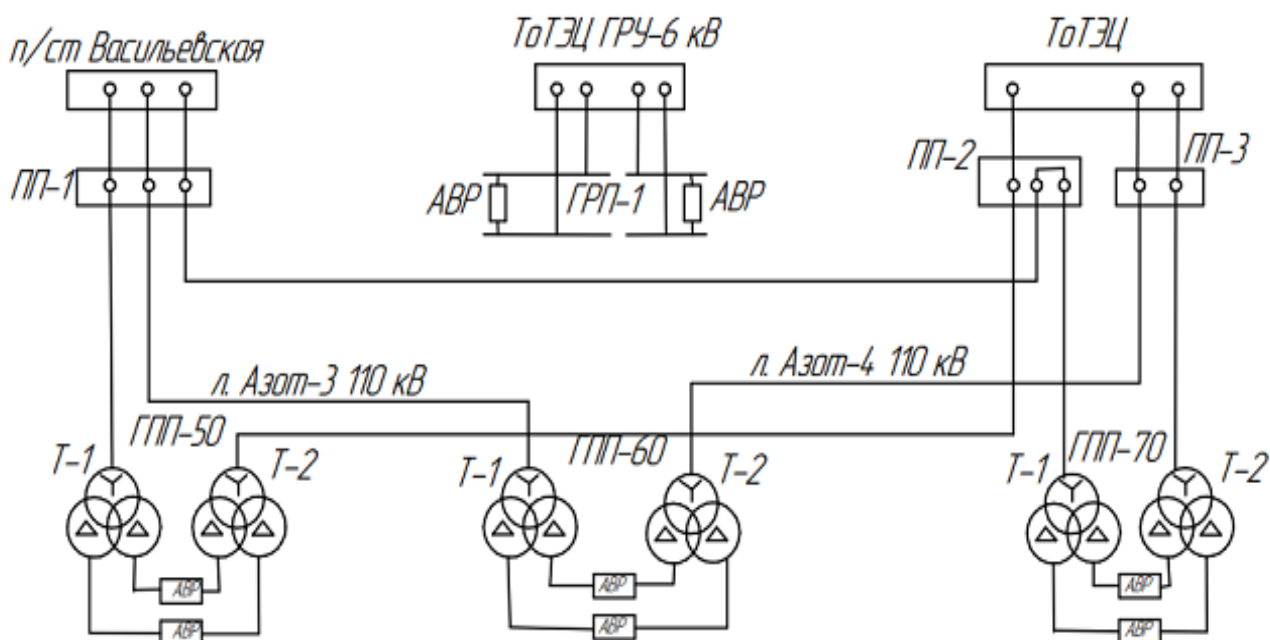


Рисунок 1 – Схема электроснабжения ПАО «КуйбышевАзот»

Структура электроснабжения данного предприятия состоит из питающих, распределительных, трансформаторных подстанций, связывающих их кабельными линиями высокого и низкого напряжения. Система электроснабжения выполнена таким образом, чтобы она была надежна, удобна и безопасна в обслуживании и обеспечивала бесперебойность в нормальном и послеаварийном режиме. Для этого предусмотрена система автоматического ввода резерва. Главная задача АВР – быстрое восстановление электроснабжения без участия человека.

На территории завода находятся множество корпусов, в которых расположены трансформаторные подстанции, распределительные пункты, электрощитовые помещения. Понижительных трансформаторов 6/0,4 кВ более 190 шт. мощностью от 160 кВА до 2500 кВА. Электроснабжение от ЗРУ до ТП, от ТП до распределительных и силовых щитов зданий и сооружений осуществляется кабельными линиями передач. На территории предприятия имеются воздушные линии (ВЛ) протяженностью 2,078 км. Общая протяженность кабельных линий составляет 1 031,639 км: на линии 110 кВ

приходится 42,0 км; на линии 6 кВ - 439,002 км, а остальное приходится на кабельные линии 500 В и ниже.

Питание электроприемников, установленных в цехах, зданиях и сооружениях предприятия, осуществляется от сети 6/0,4 кВ, с изолированной нейтралью.

К типам электроприемников предприятия относится насосное оборудование, подъемно транспортные средства, источники сжатого воздуха, системы вентиляции и кондиционирования. Общее количество электродвигателей предприятия превышает более 8 500 шт. Общее количество компрессорного оборудования предприятия составляет более 70 шт.

В административных и производственных зданиях предприятия предусмотрена розеточная сеть в помещении кабинетов. Электроснабжение розеточной сети осуществляется от распределительных щитов, установленных на этажах. Розеточная сеть и сеть освещения частично проложена открытым способом. Электроснабжение щитов организовано от силовых шкафов кабелем, проложенным закрытым способом в кабельных каналах. В зданиях предусмотрено искусственное освещение кабинетов и помещений светильниками с энергосберегающими лампами или лампами накаливания.

На предприятии организован коммерческий и технический учет расхода электроэнергии с помощью приборов учета, например, на головных подстанциях установлены приборы учета электрической энергии типа СЭТ 4ТМ.03М» [11].

Все электрооборудование на предприятии подвергается планово-предупредительному ремонту в соответствии с годовыми графиками, утвержденными главным инженером предприятия. На предприятии разработаны Нормы периодичности проведения текущих и капитальных ремонтов электрооборудования, а также технического обслуживания. «По истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы все технологические системы и электрооборудование должны подвергаться техническому освидетельствованию комиссией, возглавляемой



техническим руководителем Потребителя, с целью оценки состояния, установления сроков дальнейшей работы и условий эксплуатации» [13, с. 52]. Для этого на предприятии действует рабочая комиссия, назначенная распоряжением по предприятию. Также на предприятии в соответствии с требованиями ПТЭЭП проводятся испытания электрооборудования после проведения капитальных ремонтов [21].

Вывод по разделу 1: несмотря на качественное техническое обслуживание и периодические ремонты, будет целесообразным производить постепенную замену устаревшего электрооборудования на более современное. Это не только повысит надежность электроснабжения потребителей, а также значительно сократит материальные и трудовые ресурсы на проведение ремонтов [19].

## 2 Общие сведения о ГПП-60

Главная понизительная подстанция номер 60, находящаяся на производственной площадке ПАО «КуйбышевАзот», преобразует напряжение 110 кВ в 6 кВ и передаёт электроэнергию на подстанции предприятия для питания электроприемников напряжением 6 кВ и 0,4 кВ. Месторасположение подстанции указано в графической части работы. Данная подстанция является двухтрансформаторной. Трансформатор Т-1 получает электроэнергию через воздушную линию ВЛ-110 кВ длина которой составляет 5,75 км и кабельную линию КЛ-110 кВ длиной 2,28 км от шин 110 кВ подстанции «Васильевская» («Азот-3»), трансформатор Т-2 - от ТЭЦ - по воздушной линии ВЛ-110 кВ длиной 30 м и кабельной линии КЛ-110 кВ длиной 1,635 км («Азот-4»). Используются маслонаполненные кабели 110 кВ марки МСАВу 3×(1×150 мм<sup>2</sup>). В ОРУ 110 кВ применена схема «глубокого ввода» кабельными линиями 110 кВ. На рисунке 2 представлен Т-1 63 МВА ГПП-60.



Рисунок 2 - ТРДЦНК 63000 110/6 с регулированием напряжения под нагрузкой по стороне 110 кВ на ГПП-60

Электрическая схема подстанции - четырехсекционная:

- секции № 1, 2, 5, 6 получают питание от трансформатора Т-1;
- секции № 3, 4, 7, 8 получают питание от трансформатора Т-2.

На рисунке 3 представлена мнемосхема ГПП 60.

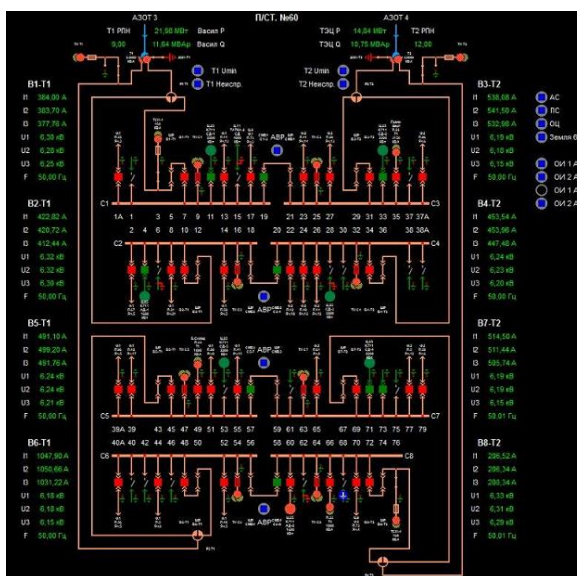


Рисунок 3 – Мнемосхема ГПП – 60

От ГПП электроэнергия передаётся в производственные структурные подразделения:

- цех номер 3 (аммиачная селитра),
- цех номер 4 (карбамид),
- цех номер 11 (производство аммиака),
- цех номер 22 (циклогексанон),
- цех номер 23 (гидроксиламин сульфата и кальциевая сода),
- цех номер 24 (лактам),
- цех номер 25 (сульфат аммония),
- цех номер 38 (гидроксиламин сульфат),
- цехи номер 75, 77, 78 (производство полиамида, технической нити и кордной ткани).

Электрооборудование ОРУ-110 кВ подстанции:

- трансформаторы ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3, с расщепленной вторичной обмоткой для «ограничения токов короткого замыкания» [15, с. 82].
- разрядники вентильные РВС-35 (ОРУ-110 кВ);
- кабельные линии 110 кВ (МСАВу 3× (1×150 мм<sup>2</sup>)).

Электрооборудование ЗРУ-6 кВ подстанции:

- реакторы РБАСМ-6-2×2500-0,15;
- масляные выключатели ВМП-10К-630, ВМП-10К-1000, ВМП-10Э-2500;
- ячейки типа КВЭ-6-13 (630 А, 1000 А, 1600 А, 2750 А).
- трансформаторы напряжения НТМИ-6;
- трансформаторы тока ТПЛ-10 (150/5, 300/5, 400/5), ТПОЛ-10 (600/5, 800/5, 1500/5), ТПШЛ-10 (4000/5);
- трансформаторы масляные герметичные ТМГ 160/6,3/0,4 для собственных нужд.

Вывод по разделу 2: электрооборудование, установленное в 1964 году, ГПП-60 намного превышает свой нормативный срок службы и является недостаточно надежным, например, высоковольтные масляные выключатели, считаются устаревшим электрооборудованием и имеют ряд существенных недостатков: сложная конструкция, малый срок эксплуатации, большие габариты, необходимость периодического контроля, доливки и замены масла в дугогасительных бачках, относительно малая отключающая способность, пожароопасность. Релейная защита выполнена на устаревших электромеханических реле. К недостаткам таких реле можно смело отнести износ механических частей, наличие открытых токовых цепей, что является небезопасным, для обслуживающего персонала [3]. Следовательно, возникает необходимость в проведении реконструкции.

### 3 Определение электрических нагрузок понизительной подстанции

На этапе предпроектной подготовки системы электроснабжения к реконструкции определяются электрические нагрузки, что позволяет составить оптимальную схему электроснабжения и дать оценку финансовых затрат.

В соответствии с документами о технологическом присоединении, максимальная активная мощность, обусловленная составом энергопринимающего оборудования ГПП-60, составляет 80340 кВт, включающая в себя активную мощность по линиям: Азот-3 (Т-1) - 36009 кВт; Азот-4 (Т-2) - 44331 кВт. «Сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электроэнергии в соответствии с заявленными мощностями, исчисляемыми в МВт» [13].

Максимальная полная мощность для потребителей ГПП-60 вычисляется по формуле (1):

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\varphi_{60}} = \frac{80,34}{0,93} = 86,4 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где  $S_{\max}$  – максимальная полная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\max}$  - максимальная активная мощность, МВт;

$\cos\varphi_{60}$  – коэффициент мощности ГПП-60.

Значения ежемесячного потребления электроэнергии потребителей ГПП-60, полученные из программы «Альфацентр» (АСКУЭ) сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Ежемесячное потребление электроэнергии за 2021 год

Наименование месяца	Количество электроэнергии, кВт·ч
Январь	29766172
Февраль	27763882
Март	29532945
Апрель	27797795

Продолжение таблицы 1

Наименование месяца	Количество электроэнергии, кВт·ч
Май	31171783
Июнь	29283497
Июль	28236871
Август	29810527
Сентябрь	29368013
Октябрь	29473745
Ноябрь	29011908
Декабрь	30175080
Годовое потребление	351392218

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции составит:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{351392,218}{80,34} = 4374 \text{ ч}, \quad (2)$$

где  $T_m$  – продолжительность максимальной годовой нагрузки, ч;

$W$  – годовое потребление электроэнергии за 2021 год, МВт·ч.

Определим коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{P_{\max}} = \frac{4374}{8760} = 0,5, \quad (3)$$

где  $K_{\text{зап}}$  – коэффициент заполнения графика нагрузки.

Вывод по разделу 3: на основе полученных данных, видно, что данная подстанция фактически потребила в 2021 году только половину разрешенной активной мощности. Но так как предприятие динамично развивается и имеет перспективы расширения производства, то и рассчитывать оборудование следует по максимальной разрешённой активной мощности.

#### 4 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

ПАО «КуйбышевАзот» относится к потребителям 1 категории надежности электроснабжения, а значит при выборе числа трансформаторов на ГПП должно соблюдаться требование п. 1.2.19 Правил устройства электроустановок, а именно «электроприемники 1 категории надежности в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания» [14, с.15]. Учитывая вышесказанное, принимаем к установке на ГПП-60 два трехфазных трансформатора напряжением 110/6 кВ.

Для определения номинальной полной мощности трансформаторов необходимо учитывать процент допустимой аварийной перегрузки, равный 40 процентов. Далее произведем расчет по формуле:

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max}} \geq 0,7 \cdot 86,4 = 60,5 \text{ МВА}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

Согласно техническим условиям, изложенным в ГОСТ 12965-85, произведем подбор мощности трансформатора по расчетным данным. Ближним цифровым значением стандартной мощности является трансформатор на 63 МВА. Тогда можно подобрать тип трансформатора. Рассмотрим два варианта:

- ТРДН 63000/110/6,3/6,3-У1 с номинальной мощностью 63 МВА;
- ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3-У1 с номинальной мощностью 63 МВА.

Каталожные технические характеристики трансформатора ТРДН 63000/110/6,3/6,3-У1 приведены в таблице 2 [8].

Таблица 2 – Каталожные технические характеристики ТРДН 63000/110/6,3/6,3-У1

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	Технические характеристики						
		номинальное напряжение обмоток $U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	потери		габариты: длина × ширина × высота, мм	$I_{\text{х}}$ , %
		ВН	НН		$P_{\text{х}}$ , кВт	$P_{\text{к}}$ , кВт		
ТРДН 63000/110	63	115	6,3	10,5	35	245	7200×4700×6100	0,5

Каталожные технические характеристики трансформатора ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3-У1 приведены в таблице 3 [8].

Таблица 3 – Каталожные технические характеристики ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3-У1

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	Технические характеристики						
		номинальное напряжение обмоток $U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	потери		габариты: длина × ширина × высота, мм	$I_{\text{х}}$ , %
		ВН	НН		$P_{\text{х}}$ , кВт	$P_{\text{к}}$ , кВт		
ТРДЦНК 63000/110	63	115	6,3	10,5	35	245	7200×4550×6100	0,5

Сравнивая оба варианта, можно сделать вывод, что отличий в технических параметрах в данных трансформаторах довольно мало. Произведем анализ систем охлаждения трансформатора и конструктивные отличия.

У трансформатора ТРДН установлена система охлаждения типа «Д» (с дутьем и естественной циркуляцией масла). В навесных охладителях, состоящих из радиаторных труб размещены вентиляторы для обдува. В зависимости от нагрузки и температуры масла, автоматически осуществляется пуск и останов вентиляторов. Система охлаждения «Д» является достаточно



эффективной и используется для трансформаторов номинальной мощностью от 16 до 80 МВА. Вид данного типа трансформатора приведен на рисунке 4.

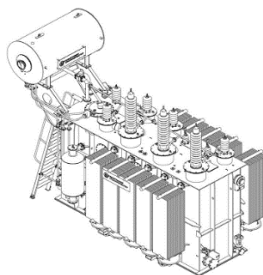


Рисунок 4 – Конструкция трансформатора ТРДН

У трансформатора ТРДЦНК установлена система охлаждения «ДЦ» - с дутьем и принудительной циркуляцией масла. Обдув выполняется вентиляторами, которые охлаждают радиаторные трубы. По радиаторным трубам непрерывно циркулирует трансформаторное масло, перекачиваемое электрическими насосами, встроенными в маслопроводы бака трансформатора, обеспечивая высокую теплоотдачу. Использование данной системы охлаждения позволяет значительно снизить габариты силового трансформатора. Вентиляторы обдува охлаждения ДЦ должны быть всегда включены в работу вместе с насосами принудительной циркуляции масла. Вид данного типа трансформатора представлен на рисунке 2.

Технико-экономический расчет трансформатора ТРДЦНК - 63000/110/6,3/6,3.

Параметры ТРДЦНК -63000/110/6,3/6,3:

$S_{\text{ном}} = 63000$  кВА;  $P_x = 35$  кВт;  $P_k = 245$  кВт;  $U_k = 10,5$  %;  $U_{\text{номВН}} = 115$  кВ;  
 $U_{\text{номНН}} = 6,3$  кВ;  $I_x = 0,5$  %.

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар}, \quad (5)$$

где  $Q_x$  – потери реактивной мощности в режиме холостого хода, квар;

$I_x$  – ток холостого хода, %.

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$k_{3.В} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{86,4}{63} = 1,37, \quad (6)$$

$$k_{3.Н1} = k_{3.Н2} = 0,69.$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ИП}} \cdot Q_x = 35 + 0,05 \cdot 315 = 50,75 \text{ кВт}, \quad (7)$$

где  $P'_x$  - приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х., кВт;

$\Delta P_x$  – потери мощности трансформатора в режиме х.х, кВт;

$k_{\text{ИП}}$  - коэффициент измерения потерь, равный 0,05 кВт/квар.

Реактивные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.В} = \frac{0,125 \cdot U_{к.В}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 826,88 \text{ квар}, \quad (8)$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{1,75 \cdot U_{к.В}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}, \quad (9)$$

где  $Q_{к.В}$  – реактивные потери обмотки высокого напряжения в режиме к.з., квар;

$U_{к.В}(\%)$  – напряжение короткого замыкания, %;

$Q_{к.Н1}$ ,  $Q_{к.Н2}$  – реактивные потери обмоток низкого напряжения в режиме к.з., квар.

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{\text{ИП}} \cdot Q_{к.В} = 0 + 0,05 \cdot 826,88 = 41,34 \text{ кВт}, \quad (10)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1} + k_{ип} \cdot Q_{к.н1} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8 \text{ кВт}, \quad (11)$$

где  $P_{к.в}$  – потери мощности трансформатора в режиме к.з. в обмотках высшего напряжения, равные 0.

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.вн-нн} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_X + k_{3.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{3.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{3.н2}^2 \cdot P'_{к.н2} = 50,75 + 1,37^2 \times 41,34 + 0,69^2 \cdot 1068,8 + 0,69^2 \cdot 1068,8 = 1146,08 \text{ кВт}. \quad (12)$$

Потери электроэнергии подстанции определяются по формуле:

$$\Delta W_{пс} = \sum n_i \cdot P'_X \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_3^2 \cdot T_i \right). \quad (13)$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе

i	$n_i$	$S_{B_i}$ , МВА	$T_i$ , ч	$\Delta W_{к.вi}$ , кВт·ч	$k_{3.вi}$	$\Delta W_{xi}$ кВт·ч
1	2	63	744	21068	1,37	75516
2	2	62,5	672	19168	1,38	68208
3	2	62	744	21376	1,39	75516
4	2	61,5	720	20835	1,40	73080
5	2	61	744	21837	1,42	75516
6	2	60,5	720	21281	1,43	73080
7	2	60	744	22145	1,44	75516
8	2	59,5	744	22298	1,45	75516
9	2	59	720	21728	1,46	73080
10	2	58,5	744	22760	1,48	75516
11	2	58	720	22174	1,49	73080
12	2	57,5	744	23967	1,5	75516

Потери электроэнергии подстанции, вычисленные по формуле (13):

$$\sum \Delta W_{\text{кв}} = 260637 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \sum \Delta W_{\text{х}} = 889140 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Delta W_{\text{пс}} = 1149777 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь в трансформаторе:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} = 1149777 \cdot 3,6 = 4139197,2 \text{ руб}, \quad (14)$$

где  $I_{\text{э}}$  – стоимость годовых потерь в трансформаторе, руб;

$\Delta W_{\text{пс}}$  – потери электроэнергии подстанции, кВт·ч;

$C_{\text{э}}$  – средняя годовая стоимость электроэнергии в 2022г, равная 3,6 руб/кВт·ч.

Амортизационные отчисления:

$$A = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,055 \cdot 60000000 = 3300000 \text{ руб}, \quad (15)$$

где  $A$  – амортизационные отчисления, руб;

$P_{\text{сум}}$  - норма амортизации за 181 месяц;

$K$  – капитальные затраты на трансформатор, руб.

Приведённые затраты:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + A + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 60000000 + 3300000 + \\ + 4139197,2 = 16439197,2 \text{ руб}, \end{aligned} \quad (16)$$

где  $Z_{\text{пр}}$  – приведенные затраты, руб;

$E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент дисконтирования, равный 0,15.

Вывод по разделу 4: принимаем к установке трансформатор ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3-У1, так как у данного типа трансформатора система охлаждения ДЦ, что обеспечивает более высокую теплоотдачу.

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Одним из опасных состояний электрической сети является режим короткого замыкания, независящий от места его возникновения. «Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молний в линии электропередачи и др.» [15, с. 115]. Короткое замыкание может повлечь за собой пожар, порчу электрооборудования и имущества. Для правильного подбора электрооборудования еще на этапе проектирования подстанций, энергообъектов и прокладке кабельных линий просчитываются все возможные аварийные ситуации и определяются наиболее тяжелые.

Для определения токов короткого замыкания составим расчетную схему, с указанием всех элементов и их параметров, которые могут повлиять на ток к.з. для линии Азот-3 (рисунок 5) реконструируемой электроустановки, и наметим расчетные точки к.з.

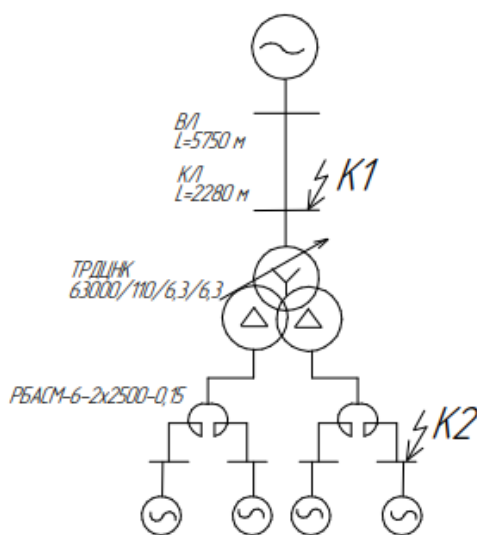


Рисунок 5 – Расчетная схема

Затем по расчетной схеме составим эквивалентную схему замещения. С помощью расчетов, преобразуем схему замещения к упрощенному виду. Далее определим начальное значение периодической составляющей тока к.з. и ударный ток.

В данной схеме показан трансформатор типа ТРДЦНК 63000/110/6,3. Расчетная мощность короткого замыкания на шинах источника  $S_k$  равна 4500 МВА. Воздушная линия имеет расстояние 5,75 км, кабельная линия – 2,28 км.

Для упрощения в выполнении расчетов токов короткого замыкания все приведем к относительным единицам. Принимаем базисную мощность  $S_b$  равную 1000 МВА, базисное напряжение  $U_b$  на стороне ВН принимается 115 кВ, на стороне НН базисное значение равно 10,5 кВ.

Далее найдем сопротивление схемы замещения в относительных единицах и укажем полученные значения в схеме замещения (рисунок 6).

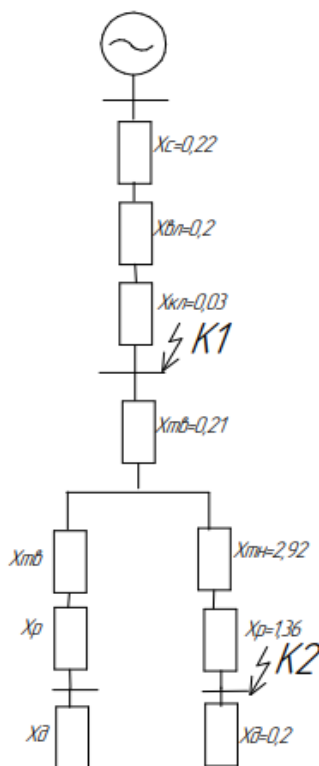


Рисунок 6 – Схема замещения

Сопротивление системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{4500} = 0,22, \quad (17)$$

где  $x_{*б,с}$  – сопротивление системы;

$S_б$  – базисная мощность системы, МВА;

$S_к$  – расчетная мощность к.з. на шинах источника, МВА.

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{*вл} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_H^2} = 0,441 \cdot 5,75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2, \quad (18)$$

где  $x_{*вл}$  – сопротивление воздушной линии;

$x_0$  – индуктивное сопротивление воздушной линии, равное 0,441

Ом/км;

$\ell$  – длина линии, км;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.

Сопротивление кабельной линии:

$$x_{*кл} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_H^2} = 0,2 \cdot 2,28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03, \quad (19)$$

где  $x_0$  – индуктивное сопротивление маслонаполненной кабельной линии 110 кВ, равное 0,2 Ом/км.

Далее произведем расчет тока короткого замыкания в точке К1.

Суммарное результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*1} = x_{*б,с} + x_{*вл} + x_{*кл} = 0,22 + 0,2 + 0,03 = 0,45. \quad (20)$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}, \quad (21)$$

где  $I_6$  – базисный ток, кА.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E''_{*6}}{x_1} \cdot I_6 = \frac{1}{0,45} \cdot 5,02 = 11,15 \text{ кА}, \quad (22)$$

где  $I_{п,0}^3$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з., кА;

$E''_{*6}$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, равное 1, о. е.;

$x_1$  – суммарное сопротивление точки К1.

Ударный ток к.з.:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,15 \cdot 1,8 = 28,4 \text{ кА}, \quad (23)$$

где  $k_{уд}$  – коэффициент ударного тока, равный 1,8.

Сопротивление трансформатора:

$$X_{ТВ*} = \frac{X_{ТВ}\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,21, \quad (24)$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = \frac{X_{ТН}\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,92, \quad (25)$$

$$X_{ТВ*}\% = 0,125 \cdot U_{КВ-Н\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125, \quad (26)$$

$$X_{ТН1*}\% = X_{ТН2*}\% = 1,75 \cdot U_{КВ-Н\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375. \quad (27)$$

Сопротивление реактора:



$$x_{*p} = x_p \cdot \frac{S_6}{U_H^2} = 0,15 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,36, \quad (28)$$

где  $x_{*p}$  – сопротивление реактора, о.е;

$x_p$  – индуктивное сопротивление реактора, Ом.

Выполним расчет тока короткого замыкания в точке К2.

Суммарное результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{*2} = X_{*6,c} + X_{*вл} + X_{*кл} + X_{*ТВ} + X_{*ТН} + X_{*p}, \quad (29)$$

$$x_{*2} = 0,22 + 0,2 + 0,03 + 0,21 + 2,92 + 1,36 = 4,94,$$

где  $x_2$  – суммарное сопротивление точки К2.

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}. \quad (30)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E''_{*6}}{x_2} \cdot I_6 = \frac{1}{4,94} \cdot 91,6 = 18,5 \text{ кА}. \quad (31)$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 18,5 \cdot 1,8 = 47,1 \text{ кА}. \quad (32)$$

В начальный момент времени возникновения короткого замыкания все двигатели ведут себя как генераторы и посылают ток к месту короткого замыкания, увеличивая тем самым ток к.з., таким образом осуществляют подпитку места к.з. Данная подпитка может достигать более 30 процентов от

общего тока и ее необходимо учитывать. Поэтому для точки короткого замыкания К2 необходимо учитывать ток подпитки от электродвигателей. От первой секции ГПП-60 получают питание мощные синхронные электродвигатели СД-1-2200 кВт и СД-4000 кВт (Татка-2). Синхронный электродвигатель СД-2200 относится к цеху 25, а двигатель мощностью 4000 кВт – к цеху производства аммиака.

Расчет токов к.з. в точке К2 с учётом подпитки:

$$I_{\text{СД}2200} = \frac{E_{\text{СД}}}{x_d} \cdot \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,2} \cdot \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,97} = 1,4 \text{ кА}, \quad (33)$$

$$I_{\text{СД}4000} = \frac{E_{\text{СД}}}{x_d} \cdot \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,2} \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,97} = 2,6 \text{ кА}, \quad (34)$$

где  $I_{\text{СД}2200}$  – ток подпитки синхронного электродвигателя мощностью 2200 кВт, кА;

$I_{\text{СД}4000}$  – ток подпитки синхронного электродвигателя мощностью 4000 кВт, кА;

$E_{\text{СД}}$  – сверхпереходная ЭДС для СД, равная 1,1;

$P_{\text{н}}$  – номинальная мощность СД, кВт;

$x_d$  – переходное сопротивление для СД, равное 0,2;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности СД, равный 0,8;

$\eta$  – КПД синхронного электродвигателя, равный 0,97.

Суммарный ток к.з. в точке К2:

$$I_{\text{К}2}^3 = I_{\text{п,о}}^3 + \sum I_{\text{СД}} = 18,5 + 1,4 + 2,6 = 22,5 \text{ кА}. \quad (35)$$

Ударный ток с учётом подпитки КЗ двигателями:

$$i_{\text{уд}2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} \cdot k_{\text{уд}2} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot 1,8 = 10,2 \text{ кА}, \quad (36)$$

$$i_{\text{удК}2} = i_{\text{уд}2} + i_{\text{удСД}} = 47,1 + 10,2 = 57,3 \text{ кА}. \quad (37)$$

Значения токов короткого замыкания для точки К1:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.,  $I_{п.о} = 11,15$  кА;
- ударный ток к.з.,  $i_{уд} = 28,4$  кА.

Значение токов короткого замыкания для точки К2:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.,  $I_{п.о} = 22,5$  кА;
- ударный ток к.з.,  $i_{уд} = 57,3$  кА.

Вывод по разделу 5: в результате произведенных расчетов были получены значения токов короткого замыкания для точек К1 и К2. Полученные значения потребуются для дальнейшего подбора и проверки технических характеристик электрооборудования.

## **6 Выбор электрических аппаратов и проводников**

Для обеспечения безопасной и надежной работы реконструируемой подстанции необходимо подобрать электрическое оборудование, которое будет соответствовать заданным параметрам, таким как: номинальному напряжению, рабочему току и др. Все токоведущие части, электрические аппараты и изоляторы на подстанции должны быть выбраны по условиям длительной работы и проверены по условиям короткого замыкания в соответствии с требованиями ПУЭ.

### **6.1 Выбор выключателей и ячеек КРУ**

#### **6.1.1 Выбор выключателей**

На ГПП-60 установлены масляные высоковольтные выключатели ВМП-10К, ВМП-10Э, в которых гашение электрической дуги происходит в масле. В данных выключателях каждый полюс имеет свой бачок, наполненный маслом. На рисунке 7 представлен масляный выключатель, установленный на выкатном элементе КВЭ.



Рисунок 7 – Масляный выключатель

Для замены масляных выключателей предусмотрим вакуумные выключатели. Выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL от компании ООО «Таврида Электрик МСК».

«В основу работы выключателей серии ВВ/TEL (рисунок 8) заложен принцип гашения дуги переменного тока в вакуумной дугогасительной камере при разведении контактов в глубоком вакууме (остаточное давление порядка  $10^{-6}$  мм рт. ст.). Носителями заряда при горении дуги являются пары металла. Из-за практического отсутствия среды в межконтактном промежутке, конденсация паров металла в момент перехода тока через естественный ноль осуществляется за чрезвычайно малое время ( $10^{-5}$  с), после чего происходит быстрое восстановление электрической прочности ВДК/TEL. Электрическая прочность вакуума составляет более 30 кВ/мм, что гарантирует отключение тока при расхождении контактов более 1 мм» [9].



Рисунок 8 – Вакуумный выключатель серии ВВ/TEL

Преимущества вакуумного выключателя данного производителя:

- высокая надежность;
- низкий уровень шума;
- небольшие габариты;
- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;
- возможность быстрой замены, особенно в выкатных ячейках.

Технические характеристики выключателей ВВ/TEL представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики выключателей ВВ/TEL

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	25
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	63
Номинальный ток термической стойкости (3 с), кА	25
Собственное время, с	0,015
Полное время отключения, максимальное, с,	0,025
Номинальное напряжение электромагнитов управления, В	220
Нормированное процентное содержание апериодической составляющей, %	40
Время протекания тока короткого замыкания, с	3
Срок службы, лет	25

Проверим выключатель на соответствие номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$6кВ \leq 10 кВ$$

Проверим выключатель на соответствие номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$I_{раб} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot U_{н}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 6,3} = 1443 \text{ А}, \quad (38)$$

$$I_{ном} = 2000 \text{ А},$$

$$1443 \leq 2000 \text{ А}.$$

Проверим на отключающую способность по симметричному току:

$$I_{п,т} = I_{п,о} = 22,5кА,$$

$$I_{п,т} = 22,5 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}.$$

Проверим на отключающую способность по апериодической составляющей тока:

$$\tau = t_{pz} + t_{c.v.} = 0,03 + 0,015 = 0,045 \text{ с}, \quad (39)$$

где  $\tau$  – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при

к.з. дугогасительными контактами выключателя, с;

$t_{pz}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{c.v.}$  – собственное время отключения, с.

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 22,5 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 12,9 \text{ кА}, \quad (40)$$

где  $I_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей тока к.з, кА;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к. з для шин РУ с трансформаторами 32 – 80 МВА, равная 0,05.

$$I_{a,ном} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 25 = 14,14 \text{ кА}, \quad (41)$$

где  $\beta_{ном}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %.

$$I_{a,\tau} = 12,9 \text{ кА} \leq I_{a,ном} = 14,14 \text{ кА}$$

Проверим на соответствие включающей способности:

$$I_{п,0} = 22,5 \text{ кА} \leq I_{вкл.ном} = 25 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 57,3 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 63 \text{ кА}.$$

Проверим на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} = 22,5 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 25 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 57,3 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 63 \text{ кА},$$

где  $I_{пр.с}$  – действующее значение предельного сквозного тока к.з., кА;

$i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока, кА.

Проверим на термическую стойкость:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,03 + 0,025 = 0,055 \text{ с}, \quad (42)$$

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (43)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс,  $A^2c$ .

$$B_k = (22,5 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 53,2 \cdot 10^6 A^2c,$$

$$\text{Если } t_{откл} \geq t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

где  $I_T$  – предельный ток термической устойчивости, кА;

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости, кА.

$$\text{Если } t_{откл} \leq t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$t_{откл} = 0,055 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (63 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,055 = 218,3 \cdot 10^6 A^2c, \quad (44)$$

$$B_k = 53,2 \cdot 10^6 A^2c \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 218,3 \cdot 10^6 A^2c.$$

Все условия выполняются, а значит, данный выключатель прошел проверку.

### 6.1.2 Выбор ячеек КРУ

«Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами» [15, с. 470]. Для проведения реконструкции подстанционного оборудования принимаем взамен устаревших ячеек типа КВЭ-6-13, ячейки КРУ–СВЭЛ производства АО «Группа «СвердловЭлектро».

Технические характеристики КРУ-СВЭЛ размещены в таблице 6.



Таблица 6 – Технические параметры КРУ-СВЭЛ

Наименование параметра	Значение
Номинальная частота, Гц	50
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	2000
Номинальный ток шинных мостов, А	2000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Ток термической стойкости, кА	25
Время протекания тока термической стойкости, с	
- главные цепи	3
- цепи заземления	1
Номинальное напряжение вторичных цепей:	
- цепи защиты, управления, сигнализации, В;	110; 220
- цепи освещения, В;	36
- цепи электромагнитной блокировки, В	220
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP3X
Условия обслуживания	двухстороннее
Габаритные размеры ячеек, мм:	
- ширина;	900
- глубина;	1600
- высота;	2400

«Ячейка КРУ-СВЭЛ состоит из четырех изолированных отсеков: отсек выкатного элемента; отсек кабельных присоединений; отсек сборных шин; отсек релейной защиты и автоматики (РЗА)» [2]. На рисунке 9 представлена ячейка КРУ-СВЭЛ с напольным исполнением выкатного элемента.



Рисунок 9 – Ячейка КРУ-СВЭЛ-К-1.4

В таблице 7 перечислены типы оборудования, применяемые в ячейках КРУ-СВЭЛ.

Таблица 7 – Оборудование, применяемое в ячейках КРУ-СВЭЛ-К-1.4

Наименование оборудования	Тип, марка	Производитель
Силовые выключатели	ВВ/TEL VF12-М	Таврида Электрик Элтехника
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-6(10)	СВЭЛ; СЗТТ
Трансформаторы тока	ТОЛ-10, ТШЛ	СВЭЛ; СЗТТ
Трансформаторы собственных нужд	ТЛС	СВЭЛ; СЗТТ
Заземлитель	ЗР-10	СВЭЛ
Ограничитель перенапряжения	ОПН/TEL ОПН-П/ЗЭУ-(К)	Таврида Электрик Энерго Защитные Устройства
Микропроцессорные устройства защиты и автоматики	Сириус БМПЗ БЭ Бреслер	Радиус Автоматика Механотроника Экра Бреслер
Система дуговой защиты	Оптическая, фототиристоры	ООО НПП Микропроцессорные технологии, НТЦ «Механотроника», ООО НПП «ПРОЭЛ», ООО «ТЕРМА-ЭНЕРГО» и др.

Корпус ячеек изготовлен из высококачественной антикоррозионной стали с алюмоцинковым покрытием, тем самым, обеспечивая механическую прочность. Двери и боковые панели ячейки изготовлены из углеродистой стали и имеют полимерное порошковое покрытие. Вентиляционные отверстия, предусмотренные конструкцией, способствуют охлаждению установленного оборудования [2].

Принимаемое к установке оборудование, обеспечивает высокий уровень безопасности и надежности, а именно все операции производятся с фасадной стороны ячейки при закрытых дверях отсеков, а при контрольном или ремонтном положении выкатного элемента контакты закрываются шторками, с помощью встроенного механизма, отсеки с фасадной стороны ячейки имеют двери со специальными замками. Кроме того, на двери фасада ячейки

вынесена индикация, микропроцессорный терминал, активная мнемосхема, кнопки управления, аппаратура местной сигнализации и индикаторы напряжения. Для предотвращения неправильных действий персонала встроены блокировки. «Заземляющий разъединитель ЗР-10 имеет встроенный пружинный привод на включение. Конструкция корпуса выдерживает воздействия избыточного давления при внутренних дуговых коротких замыканиях, при этом каждый отсек ячейки оборудован клапаном аварийного сброса избыточного давления» [2].

## 6.2 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

«Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [15, с. 355].



Рисунок 10 – Трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-6

Трансформатор тока (ТТ) выбирается по номинальному напряжению сети, номинальному первичному току. Затем проверяется на электродинамическую и термическую стойкость к току короткого замыкания. Кроме того, выбирается класс точности и выполняется проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи.

По каталожным данным производителя АО «Группа «СвердловЭлектро» выбираем трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-6 [2]. Шинный, литой, класс точности 0,5 (рисунок 10). На данный тип ТТ требования электродинамической стойкости не распространяются.

Подбор осуществим для вводной ячейки. Для остальных ячеек отходящих фидеров подбор происходит аналогично.

Технические данные трансформатора тока приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Паспортные данные по трансформатору тока 6 кВ

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	4000
Номинальный вторичный ток, А	5
Ток термической стойкости, кА	140
Длительность протекания тока термической стойкости, с	3
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$ , ВА	30

Для правильного выбора трансформаторов тока необходимо, чтобы номинальное напряжение ТТ должно быть не более сетевого номинального напряжения, а номинальный рабочий ток должен не превышать номинальный первичный ток ТТ, проверим:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1443 \text{ А.} \quad (45)$$

Условие соблюдено.

Проверим на соответствие току термической стойкости  $B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T$ :

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (46)$$

$$B_k = (22,5 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 53,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

$$B_k = 53,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \leq I_T^2 \cdot t_T = (140 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 58800 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

Проверим на соответствие вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$
$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом},$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

$S_2$  – номинальная вторичная нагрузка, ВА.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (47)$$

«где  $R_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, Ом;

$R_{\text{к}}$  - переходное сопротивление контактов при подключении одного амперметра, равное 0,05 Ом» [17].

«Сопротивление проводов можно вычислить по формуле (48):

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{S}, \quad (48)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода для проводов с медными жилами, равное 0,0175 Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{р}}$  – расчетная длина при включении в неполную звезду, равная  $\sqrt{3}$ .

Длину проводов принимаем 4 м» [17].

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока вычислим по формуле (49):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (49)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – полная мощность, потребляемая подключенными приборами, ВА;

$I_2$  – ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Для установки принимаем амперметр типа Э 42701 с потребляемой мощностью  $S_{\text{приб}}$  равной 0,5 ВА.

$$R_{\text{приб}} = 1,2/5^2 = 0,048 \text{ Ом.}$$

«Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие» [17]:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,048 - 0,1 = 1,052 \text{ Ом.}$$

Данные по подключенным приборам указаны в таблице 9.

Таблица 9 – Данные приборов измерения

Средство измерения	Тип	Нагрузка, ВА		
		фаза «А»	фаза «В»	фаза «С»
Амперметр	Э42701	0,5	–	–
Ваттметр	ЩВ96.1	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ	0,2	–	0,2
Итого		1,2	–	0,7

Определим сечение соединительных проводов по формуле (50):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 6,92}{1,052} = 0,12 \text{ мм}^2. \quad (50)$$

Выбираем провода с медными жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Все полученные данные по расчету трансформатора тока на стороне 6 кВ занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные данные по трансформатору тока 6 кВ

Трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-6		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 1443 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$B_{\text{к расч}} = 53,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к ТТ}} = 58800 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 1,052 \text{ Ом}, R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}, Z_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}, R_{\text{приб}} = 0,048$ , провода с медными жилами $S = 2,5 \text{ мм}^2$ .		

Принимается к установке для вводной ячейки трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-6.

### 6.3 Выбор трансформаторов напряжения

В настоящее время на ГПП-60 установлены трансформаторы напряжения типа НТМИ-6. Выберем для замены из каталожных данных производителя АО «Группа «СвердловЭлектро» трансформатор напряжения ЗНОЛ (П)- 6 (10) (рисунок 11) [2].



Рисунок 11 – Трехфазная группа однофазных трансформаторов напряжения ЗНОЛ (П)-6(10)

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции подстанции. В нашем случае на подстанции восемь секции шин 6 кВ.

Номинальная мощность трансформатора напряжения  $S_{ном}$  в классе точности 0,5 составляет 75 ВА. Данный трансформатор является однофазным, поэтому мощность для трех фаз будет составлять 225 ВА. «К трансформатору напряжения будут подключаться измерительные приборы: вольтметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии» [17].

Данные по приборам сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные данные по трансформатору напряжения.

Средства измерения	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, вар
Ваттметр	ЩВ 96.1	1,5	2	1	0	3	-
Вольтметр	Э 365	2	1	1	0	4	-
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ	4,5	2	0,4	0,92	10,8	24,8
Итого:						17,8	24,8

Вторичную нагрузку рассчитаем по формуле (51):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{17,8^2 + 24,8^2} = 30 \text{ ВА}, \quad (51)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов, ВА;

$P_{\text{приб}}$  – активная потребляемая мощность всех приборов, Вт;

$Q_{\text{приб}}$  – реактивная потребляемая мощность всех приборов, вар.

Расчетные данные по трансформатору напряжения сведем в таблицу 12.



Таблица 12 – Параметры трансформатора напряжения 6 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки ВН, В:	$6000/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение обмотки НН, В:	$100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка расчетная $S_{2\Sigma}$ , ВА	30
$S_{ном}$	225
Класс точности	0,5

После всех произведенных вычислений к установке принимаются трансформаторы напряжения ЗНОЛ (П) - 6 для каждой секции ГПП-60.

#### 6.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

На ГПП-60 установлен трансформатор СН типа ТМГ мощностью 160 кВА напряжением 6/0,4 кВ. В связи с большим сроком эксплуатации, превышающим 50 лет произведем замену на новый. Данный тип трансформатора имеет ряд преимуществ, таких как: отсутствие утечки масла, максимально простая конструкция и устройство, простое и малозатратное обслуживание, большой срок службы, низкая стоимость.

К потребителям СН подстанции относятся электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, система вентиляции, освещение и др. Для того, чтобы определить мощность трансформатора СН необходимо посчитать мощность всех потребителей с учетом коэффициента загрузки.

В здании подстанции существует система приточной и вытяжной вентиляции, а также предусмотрен обдув реакторов. Общая максимальная потребляемая мощность данной системы составляет 43,5 кВт. Потребляемая мощность систем охлаждения трансформаторов составляет 12 кВт.

В помещении подстанции освещение выполнено светильниками с люминесцентными лампами мощностью 40 Вт количеством 110 шт. Общая мощность освещения составляет 4400 Вт. В ОРУ-110 кВ установлены прожекторы ПМЗ 500 Вт 4 шт. Данные лампы считаются не

энергоэффективными, поэтому под реконструкцию попадает и система освещения подстанции.

Предусмотрим реконструкцию рабочего, аварийного электроосвещения помещения РУ-6 кВ, щитового помещения, помещения ЩПТ и наружного освещения ОРУ-110 кВ ГПП 60. Рабочее и аварийное освещение выполняется светодиодными светильниками. Кроме того, произведем замену силового кабеля марки АВВГ на силовой кабель ВВГнг(А)-LS (для рабочего освещения), ВВГнг(А)-FRLS (для аварийного освещения). Электроснабжение рабочего освещения выполним от существующих щитов освещения ЩО-1, ЩО-2, ЩО-3. Для аварийного освещения установим щиток аварийного освещения АЩО-1 в щитовом помещении на стене, электроснабжение которого выполним от источника постоянного тока. На ЩПТ предусмотрим двухполюсный автоматический выключатель постоянного тока типа АП50Б2М. Для прокладки кабелей предусмотрим кабеленесущие системы (металлические лотки). Сведем данные по устанавливаемым светотехническим изделиям в таблицу 14. План расположения светильников выполнен в графической части выпускной квалификационной работы. Выбор трансформаторов собственных нужд с учетом состава и мощности электроприемников собственных нужд представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Потребители собственных нужд ГПП-60

Наименование потребителей СН	Общая потребляемая мощность, кВт
Системы охлаждения трансформаторов ТРДЦНК	12
Система освещения	3,8
Система приточно-вытяжной вентиляции	43,5
Итого	59,3
С учетом коэффициента загрузки $k_3 = 0,7$	41,51

Для подстанции выбираем два трансформатора СН типа ТМГ мощностью 40 кВА, напряжением 6/0,4 кВ от компании ОАО «СЗТТ» [6].

Таблица 14 – Оборудование системы освещения ГПП-60

Наименование	Техническая характеристика	Производитель	Мощность, Вт	Место установки	Кол-во, шт.
Внутреннее освещение					
Светильник светодиодный EL-Led Industry	IP66, УХЛ1, светоотдача 145лм/Вт, Ф = 5800 лм	Группа компаний EFLIGHT	40	Тамбур	1
Светильник светодиодный SPUTNIK 50	IP65, УХЛ1, светоотдача 123 лм/Вт, Ф = 5936 лм	ООО «ВСТЗ ЛУЧ»	48,1	РУ-6 кВ (освещение между ячеек КРУ)	31
Светильник светодиодный SPUTNIK 35	IP65, УХЛ1, светоотдача 123 лм/Вт, Ф = 5957 лм	ООО «ВСТЗ ЛУЧ»	32,3	Щитовое помещение (по периметру на стенах)	36
Светильник светодиодный SPUTNIK 20	IP65, УХЛ1, светоотдача 120 лм/Вт, Ф = 1979 лм	ООО «ВСТЗ ЛУЧ»	16,5	Щитовое помещение (между панелей управления и защиты), РУ-6кВ (по периметру на стенах)	47
Наружное освещение					
Светильник светодиодный TITAN 2 50	IP65, УХЛ1, светоотдача 167 лм/Вт, Ф = 8550 лм	ООО «ВСТЗ ЛУЧ»	51	ОРУ-110 кВ	6
Общая потребляемая мощность				3775,4 Вт	

## 6.5 Выбор реакторов

Токоограничивающий реактор устанавливают в электрических схемах подстанций для ограничения действия токов короткого замыкания и удержания определенного уровня напряжения в электроустановках. В настоящее время на главной понизительной подстанции установлены реакторы серии РБАСМ – бетонный, с алюминиевой обмоткой, сдвоенный, с малыми потерями. Бетонный реактор состоит из обмотки, которая выполнена по кабельной схеме намотки в виде концентрических витков, поддерживаемых радиально-расположенными бетонными колонками. Колонки установлены на опорные изоляторы. Бетонные колонки являются основной изоляцией реактора и изготавливаются из портландцемента. Обмотка катушки фазы выполнена из специального изолированного реакторного провода с алюминиевыми токопроводящими жилами. Реакторы выполняются с естественно-воздушным охлаждением. Срок службы реакторов не менее 25 лет. Данные реакторы эксплуатируются 58 лет, находятся в неудовлетворительном состоянии и подлежат замене на новые реакторы сухого типа от группы компаний СВЭЛ (рисунок 12).



Рисунок 12 – Токоограничивающий реактор

Данный тип реакторов появился благодаря разработке изоляционных материалов на кремнийорганической структуре. Такие реакторы имеют ряд преимуществ в отличие от бетонных аналогов:

- маленький вес и габарит,
- повышенная механическая прочность,
- высокая термостойкость,
- большой ресурс работы.

Выбор реакторов осуществляется с соблюдением условий на соответствие номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$6 \leq 10 \text{ кВ.}$$

Проверим соответствие номинальному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 2886,8 \text{ А,} \quad (52)$$
$$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А,}$$
$$2886,8 \text{ А} \leq 5000 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем сдвоенный токоограничивающий реактор на напряжение 6 кВ серии РТСТ 2×2500 А, с номинальным индуктивным сопротивлением 0,18, классом нагревостойкости Н (180 °С) и горизонтальным исполнением.

Произведем расчет сопротивления секционного реактора по формуле (53), исходя из условий эффективного ограничения токов короткого замыкания на одной секции. Падение напряжения при протекании по реактору номинального тока составит 8-12 % от номинального напряжения:

$$x_p = \frac{0,12 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{p,\text{ном}}} = \frac{0,12 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 0,174 \approx 0,18. \quad (53)$$

Произведем проверку соответствия электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}},$$

$$57,3 \text{ кА} \leq 85 \text{ кА}$$

Проверим по условиям термической стойкости:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_T,$$

$$W_k = I_n^2 \cdot t = 22,5^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 53,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_T = 22,5^2 \cdot 6 = 3037,5 \text{ кА}^2\text{c},$$

$$53,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq 3037,5 \text{ кА}^2\text{c}.$$

Остаточное напряжение на шинах при коротком замыкании непосредственно за реактором определяется по формуле (54):

$$U_{\text{ост}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}{U_{\text{ном}} \cdot n_B} \cdot 100 = 0,18 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 22,5}{6,3 \cdot 2} 100 = 67 \%, \quad (54)$$

где  $U_{\text{ост}\%}$  - остаточное напряжение на шинах при к.з. за реактором, %;

$x_p$  - номинальное индуктивное сопротивление, Ом;

$n_B$  - количество ответвлений.

По условиям работы потребителей значение остаточного напряжения на шинах должно быть не менее 60 %. Условия соблюдены.

## 6.6 Выбор ОПН на стороне ВН

Для ограничения атмосферных перенапряжений в схеме электроснабжения подстанции предусмотрены вентильные стационарные разрядники. Принцип работы данных устройств заключен в следующем: при появлении в сети перенапряжений шунтирующие резисторы переводят ток на рабочие резисторы РВС-35 и ток перетекает на землю, а дуга, при появлении сопровождающего тока, гасится при помощи искровых промежутков.

Данные устройства установлены в 1964 году и давно исчерпали свой эксплуатационный ресурс.

Согласно требованиям ПУЭ (п.4.2.133-4.2.158 Защита от грозových перенапряжений) для защиты от перенапряжений, вызываемых коммутациями в электрических сетях или возникающих при воздействии токов молнии, обязательным является применение защитных аппаратов-разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Вентильные разрядники, отслужившие свой нормативный срок эксплуатации, заменим на нелинейные ограничители перенапряжений. ОПН типа РК состоит из блоков варисторов, соединенных последовательно, находящихся внутри крыши.

Сравнительные характеристики ОПН и РВС размещены в таблице 15.

Таблица 15 - Преимущества ОПН перед РВС

Недостатки разрядников	Преимущества ограничителей
Большой размер и масса	Малая масса и габариты
Низкая нелинейность вольтамперной характеристики	Высокая нелинейность вольтамперной характеристики
Частый выход из строя из-за негерметичности крыши	Абсолютная герметичность
Изменение характеристик вследствие выгорания искрового промежутка после многократных использований	Отсутствие искрового промежутка

Технические условия, требуемые для подбора ограничителей перенапряжений сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Технические требования для подбора ОПН

Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
<b>Характеристика сети</b>		
Номинальное напряжение сети, кВ	110	ГОСТ 721 п.2
Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	126	ГОСТ 721 п.2
Номинальная частота, Гц	50	ГОСТ 721 п.2
Способ заземления нейтрали потребителя	разземленная нейтраль	ПУЭ п.1.7.5
<b>Допустимые напряжения ОПН</b>		
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	56	ГОСТ 52725 п.5.2
Номинальное напряжение, кВ	110	ГОСТ 52725 п.3.8
<b>Номинальный разрядный ток</b>		
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	ГОСТ 52725 п.4
<b>Пропускная способность</b>		
Восемнадцать импульсов прямоугольного тока длительностью 2000 мкс с амплитудой, А	не менее 500	ГОСТ 52725 п.6.2.4
Двадцать импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, кА не менее	10	ГОСТ 52725 п.6.2.5
Два импульса тока 4/10 мкс с амплитудой, кА	100	ГОСТ 52725 п.6.2.6
Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ $U_{нр}$ , не менее	2,1	ГОСТ 52725 п.9.4.2
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 10000 А, кВ, не более	280	ГОСТ 52725 п. 6.2.1, п.9.3.3
Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ $U_{нр}$ , не менее	2,1-3,1	ГОСТ Р 52725, п.6.3.1
Срок службы, лет	30	ГОСТ Р 52725, п.12.2
Ток взрывобезопасности, кА, не менее	40	ГОСТ Р 52725, п.6.4.10
Пожаробезопасность	наличие	ГОСТ Р 52725, п.9.9

Ключевыми преимуществами ОПН от компании «Таврида Электрик» являются особенности:



- применение варисторов с «нестареющими» характеристиками производства компании TDK Electronics AG (EPCOS) и автоматизированному комплектованию обеспечивает глубокий уровень ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений;
- применение высококачественных комплектующих и уникальной технологии сборки нелинейных варисторов в трекингостойкий корпус исключает необходимость в техническом обслуживании на протяжении всего срока службы (30 лет);
- малый вес и габариты обеспечивают простоту и высокую скорость монтажа.

Исходя из требований нормативных документов произведем выбор из каталожных данных производителя [9] ОПН-РК-110/56 со следующими техническими характеристиками, размещенные в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики ОПН-РК-110/56

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, действующее значение, кВ	70
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ,	56
Номинальное напряжение сети, кВ	110
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А	751
Удельная энергия, кДж/кВ	4,4
Рассеиваемая энергия ОПН (2 импульса), кДж, не менее	492,8
Ток взрывобезопасности, кА	40
Массогабаритные показатели	
Масса, не более, кг	15
Высота, не более, мм	960
Внешний диаметр, не более, мм	161

ОПН предназначен для защиты изоляции разземленных нейтралей трансформаторов 110 кВ.

## 6.7 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Выбираем трансформаторы тока для цепи силового трансформатора мощностью 63 МВА на стороне ВН ГПП-60. К трансформатору тока будет подключен микропроцессорный блок «Сириус-Т» [1]. Используем параметры из расчета токов короткого замыкания (формула 23), а именно ударный ток равен 28,4 кА, начальное значение периодической составляющей тока к.з, равное 11,5 кА.

Из каталожных данных производителя [2] выбираем трансформатор тока типа ТВ-СВЭЛ-110. Технические характеристики данного трансформатора тока представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики ТТ

Характеристики	Значения
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , В	110
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	400
Номинальный вторичный ток $I_2$ , А	5
Ток термической стойкости $I_T$ , кА	50
Длительность протекания тока термической стойкости, с	3
Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$ , кА	150
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,8$ В·А	30

Выбранный трансформатор тока (ТТ) должен соответствовать номинальному напряжению сети 110 кВ:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном},$$
$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}.$$

Первичный ток ТТ должен соответствовать длительному рабочему току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ А}, \quad (55)$$

$$I_{\text{раб}} = 330,7 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}.$$

Для недопущения увеличения погрешности, номинальный ток ТТ должен быть по значению как можно ближе.

Электродинамическая стойкость должна соответствовать условиям, проверим:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}},$$

$$i_{\text{уд}} = 28,4 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость должна соответствовать условиям, проверим:

$$B_{\text{к}} \leq k_{\text{T}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{T}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}},$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (11,5 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 3,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с},$$

$$B_{\text{к}} = 3,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 7500 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Полученные данные при расчетах занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Параметры трансформатора тока 110 кВ

Трансформатор тока ТВ-СВЭЛ-110		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 330,7 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 28,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к расч}} = 3,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}$	$B_{\text{к ТТ}} = 7500 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к ТТ}}$

Исходя из расчетов, выбранный трансформатор тока ТВ-СВЭЛ-110, соответствует необходимым условиям.

## 6.8 Выбор кабеля 110 кВ

В настоящее время электроснабжение ГПП-60 осуществляется с помощью маслонаполненных кабельных линий напряжением 110 кВ проложенных в земле марки МСАВу 3×(1×150 мм<sup>2</sup>).

Данные кабели эксплуатируются более 50 лет и подлежат замене. Произведем замену данных кабелей по двум питающим линиям Азот-3 и Азот-4 ГПП-60.

Проверим сечение проводников по экономической плотности тока, согласно требованиям п. 1.3.25 ПУЭ [14]:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{330,7}{1,6} = 207 \text{ мм}^2, \quad (56)$$

где  $S$  – сечение проводников, мм<sup>2</sup>;

$j_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока согласно п. 1.3.36 ПУЭ, равное 1,6, А/мм<sup>2</sup>.

Технические характеристики кабеля размещены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики кабеля 110 кВ марки АПвВнг(А)

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Длительно допустимый ток, А	361
Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	185
Диаметр жилы, мм	15,9
Сечение экрана, мм <sup>2</sup>	95
Сопротивление жилы экрана, Ом/км	0,127
Индуктивность кабеля, мГн/км	0,66
Значение емкости кабеля, мкФ/км	0,137
Зарядный ток на фазу, А/км	2,75
Ток электродинамической стойкости, кА	43,7
Ток термической стойкости при протекании в течение 0,5 с, кА	24,7
Допустимый односекундный ток КЗ в жиле кабеля, кА	17,5
Минимальный радиус изгиба, см	96

Выбираем кабели с изоляцией сшитого полиэтилена, с водоблокирующими лентами с усиленной оболочкой из поливинилхлоридного пластика высокой прочности и пониженной горючести марки АПвВнг(А) 3×(1×185/95) производства группы компаний «Севкабель» [7].

Вывод по разделу б: принимаем к установке на ГПП-60 следующие электрические аппараты и проводники:

- ограничитель перенапряжений ОПН-РК-110/56,
- трансформатор тока ТВ-СВЭЛ-110,
- кабель марки АПвВнг(А) 3×(1×185/95),
- вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-2000,
- ячейка серии КРУ-СВЭЛ-К-1,4,
- трансформатор тока для вводной ячейки ТШЛ-СВЭЛ-6,
- трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)-6,
- трансформатор собственных нужд ТМГ-40 кВА,
- реактор токоограничивающий РТСТ-6-2×2500-0,18,
- светодиодные светильники типа SPUTNIK, TITAN 2, EL-LED Industry.

## 7 Выбор релейной защиты

«Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенные для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной неповрежденной части электрической системы;
- реагирование на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы» [14, с. 331].

В настоящее время на ГПП 60 данные требования выполняет релейная защита, выстроенная с помощью электромеханических реле тока (РТ), напряжения (РН), времени (ЭВ, РВМ), перечисленная в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень основной релейной защиты на ГПП-60 ПАО «КуйбышевАзот»

Наименование защиты	Марка реле	Уставка		
		ток ср. реле, А	напряжение, В	время, с
Дифференциальная защита трансформатора	РТН-565	3,95/10	-	-
МТЗ трансформатора	РТ-40/10,	5,1	-	-
	ЭВ-114	-	-	2,4
	РН 56160	-	50	
Перегруз трансформатора	ЭВ-143	-	-	1,6
	РТ-40/6	3,8	-	-
Обдув трансформатора	РТ-40/6	1,9	-	-
	ЭВ-237	-	-	3
Газовая защита трансформатора	BF 80/Q (реле газовое)	-	-	поток газа: 1,0 м/с
Газовая защита РПН	URF 25/10 (реле струйное)	-	-	поток масла: 0,9 м/с
МТЗ реактора	РТ-40/10 (КЗ)	4,5	-	-
	РТ-40/10 (перегруз)	3,8	-	-
	ЭВ-122(откл. тр-ра)	-	-	2,4
	ЭВ-122(откл. вводов)	-	-	2
	РН 56160	-	50	-

Продолжение таблицы 21

Наименование защиты	Марка реле	Уставка		
		ток ср. реле, А	напряжение, В	время, с
Газовая защита каб. вводов	BF 50/10 (реле струйное)	-	-	поток масла: 0,65 м/с
МТЗ ввода	РТ-40/10	5,6	-	-
	ЭВ-132	-	-	2,4 (тр-ра) /1,6(ввода)
АПВ ввода	РПВ-58	-	-	0,5
МТЗ СМВ	РТ-40/20	8,8	-	-
	ЭВ-132	-	-	1,2
МТЗ подстанций	РТ-40/50	25	-	-
	ЭВ-134	-	-	0,7
Земляная защита подстанций (фидеров)	ЭТД- 551/60	4,1	-	-
Защита ТН				
Защита ТН	РН-54/160	-	40	-
Земляная защита ТН	РН-53/60	-	60	-
ЗМН ТН	РН-54/160	-	50	0,6
Защита СД-2200 кВт (6кВ)				
МТЗ	РТ-40/10	4,6	-	-
	ЭВ-142	-	-	20
МТО	РТ-40/100	37,5	-	-
Земляная защита	РТЗ-50	4	-	-
Защита АД-1600 кВт (6 кВ)				
МТЗ	РТ-84/2	4,5	-	-
	ЭВ-124	-	-	0,9
МТО	РТ-84/2	45	-	-
Земляная защита	РТЗ-50	5	-	-

Достоинством применения такой системы релейной защиты является конструктивная простота, наглядность работы защиты за счет визуальных и звуковых индикаторов (лампы и звук от работы реле), и относительная надежность. Но существует ряд существенных недостатков: износ механических частей реле в процессе работы; наличие открытых токовых цепей; при проведении проверки работоспособности реле используется испытательный стенд; при возникновении повреждений существует невозможность получения полной информации; необходимость механического вмешательства персонала при ремонте или замене реле [3].

Заменой традиционных электромеханических реле в современных схемах электроснабжения является микропроцессорная защита. Микропроцессорные блоки релейной защиты значительно надежнее, точнее и обладают многофункциональностью, например, измерение расстояния до места повреждения; изменение и введение уставок защит; возможность компоновки блоков с разными типами защит и др. Также при применении этих блоков сокращаются открытые токоведущие части, что повышает безопасность обслуживающего персонала.

Таким образом, релейная защита и автоматика (РЗА) на базе электромеханических реле, установленная на ГПП-60, является морально устаревшей с существенными недостатками. Следовательно, произведем ее замену на современную релейную защиту на базе микропроцессорных блоков.

## **7.1 Защита трансформаторов**

### **7.1.1 Общие требования для защиты трансформаторов**

«Для трансформаторов 110/6 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах,
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью,
- витковых замыканий в обмотках,
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ,
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой,
- понижения уровня масла» [14, с343].

Для обеспечения требуемых условий защиты трансформатора выбираем микропроцессорные блоки релейной защиты серии «Сириус-Т» российского производителя АО «Радиус-Автоматика» [1], предназначенное для



выполнения основных функций защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 110 кВ.

Устройство «Сириус-Т» обеспечивает защиту трансформатора, включающую в себя двухступенчатую дифференциальную токовую защиту (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока), также имеет возможность цифрового выравнивания величины и фазы токов в плечах дифференциальной защиты. Кроме этого, обладает автоматической компенсацией токов небаланса, создаваемых работой РПН, контролирует небаланс в плечах ДТЗ с действием на сигнализацию, с помощью кнопки возможен перевод действия газовой защиты РПН и самого трансформатора на сигнал, встроена защита от перегрузки с действием на сигнализацию и многое другое.

### 7.1.2 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора

Основной защитой трансформатора является дифференциальная защита, имеющая свойства быстродействия (без выдержки времени) и селективности. Принцип действия ДЗТ заключается в контроле токов в начале и конце защищаемого участка линии, с помощью включения в цепь двух или более измерительных трансформаторов тока. Данные трансформатора ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3 указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Данные силового трансформатора

Данные об объекте	Наименование
Тип трансформатора	ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3
Группа соединений обмоток трансформатора	Y/Δ/Δ
Коэффициент трансформации ТТ:	
ВН (ТВ-СВЭЛ-110)	400/5
НН	5000/5
Сторона установки РПН	ВН
Размах регулирования РПН в %	±16%

Рассчитаем номинальные токи на стороне ВН и НН:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ А}, \quad (57)$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2886,8 \text{ А}. \quad (58)$$

Рассчитаем вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальным значениям тока защищаемого трансформатора на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{тр.очн}}} = \frac{330,7}{80} = 4,13 \text{ А}, \quad (59)$$

где  $I_{\text{НОМ.В}}$  – номинальный ток в плечах защиты, А;

$K_{\text{тр.очн}}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Рассчитаем вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальным значениям тока защищаемого трансформатора на стороне НН:

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{тр.очн}}} = \frac{2886,8 \cdot \sqrt{3}}{1000} = 5 \text{ А}. \quad (60)$$

Принимаем уставки:  $I_{\text{НОМ.ВН}} = 4,1 \text{ А}$ ;  $I_{\text{НОМ.НН}} = 5 \text{ А}$ .

Произведем расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$$I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = \frac{I_{\text{п,о}}^3}{I_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{7500}{330,7} = 22,68 \text{ А}, \quad (61)$$

где  $I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$  – относительное значение максимального тока внешнего к.з. приведенного на стороне ВН, А.

Вычисляем уставку срабатывания по условию отстройки от тока небаланса:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 22,68 = 19,05, \quad (62)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается 1,2;

$k_{нб}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, а так как на всех сторонах трансформатора вторичный номинальный ток ТТ 5 А, то принимается 0,7.

Принимается уставка срабатывания « $I_{диф}/I_{ном}$ »: 20

Рассчитаем уставку дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{ном}$ , рекомендуемая производителем, выбирается в диапазоне 0,3 - 0,5. Принимаем  $I_{д1}/I_{ном} = 0,4$ .

Дифференциальный ток от сквозного тока короткого замыкания  $I_{диф}$ :

$$I_{диф} = k_{отс} \cdot I_{нб.расч} = k_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (63)$$

где  $I_{диф}$  – дифференциальный ток от сквозного тока к.з., А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,3;

$I_{нб.расч}$  – расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, А;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, равный 2;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности ТТ, равный 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, равное 0,1;

$\Delta U_{РПН}$  – размах РПН, %;

$\Delta f_{добав}$  – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН округлением при установке, а также метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, согласно данным изготовителя равно 0,04;

$I_{скв}$  – сквозной ток, А.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,52 \cdot I_{скв} \text{ А.}$$

Определим значение тормозного тока:

$$I_{\text{торм}} = \sqrt{I_{\text{СКВ}} \cdot (I_{\text{СКВ}} - I_{\text{диф}})} = I_{\text{СКВ}} \cdot \sqrt{1 - (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}, \quad (64)$$
$$I_{\text{торм}} = I_{\text{СКВ}} \cdot \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = I_{\text{СКВ}} \cdot 0,7746 \text{ А.}$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле (65):

$$k_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (65)$$

где  $k_{\text{сн.т}}$  – коэффициент снижения тормозного тока.

$$k_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8.$$

Коэффициент торможения:

$$k_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{k_{\text{сн.т}}} = 65, \quad (66)$$

где  $k_{\text{торм}}$  – коэффициент торможения.

Принимаем уставку коэффициента торможения: 65%

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} = 0,46.$$

Уставка второй точки излома тормозной характеристики выбирается по рекомендации производителя из диапазона 1,5-2. Принимаем уставку 2.

Уставка блокировки от второй гармоники  $\frac{I_{\text{д.г2}}}{I_{\text{д.г1}}}$  рекомендуется на уровне 12-15%. Принимаем 0,15.

Тормозная характеристика дифференциальной защиты изображена на рисунке 13.

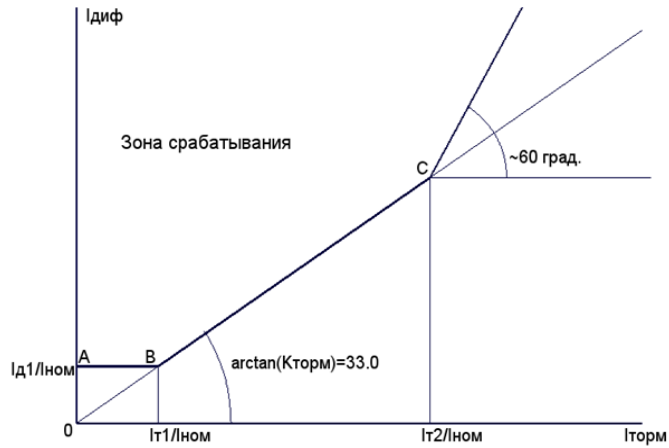


Рисунок 13 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3):

Выбираем уставку сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты, согласно рекомендации производителя [1]. Принимаем уставку  $I_{диф}/I_{ном}=0,1$  [18].

Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН:

$$I_{уст.ВН} = \frac{1,05 \cdot k_{отс} \cdot I_{ном.ВН}}{k_B} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 4,1}{0,95} = 4,76 \text{ А}, \quad (67)$$

где  $k_B$  – коэффициент возврата токового реле Сириус-Т, равный 0,95.

Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН:

$$I_{уст.НН} = \frac{1,05 \cdot k_{отс} \cdot I_{ном.НН}}{k_B} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 5}{0,95} = 5,8 \text{ А}, \quad (68)$$

Для обеспечения защиты трансформатора принимаем к установке микропроцессорный блок «Сириус-Т».

## 7.2 Защита на стороне НН

### 7.2.1 Защита вводов 6 кВ

Для установки на стороне НН для защиты вводов 6 кВ выбираем микропроцессорные блоки «Сириус-2-В», предназначенное для выполнения функций релейной защиты, управления, автоматики и сигнализации ввода 6 кВ. Уставки для релейной защиты ввода размещены в графической части работы.

Микропроцессорный блок «Сириус-2-В» включает в себя ряд основных функций:

- трехступенчатая МТЗ, имеющая у любой ступени комбинированный пуск по напряжению (ПОН), а также направленность (первые две ступени);
- защита от обрыва фаз (ЗОФ);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- формирование сигналов логической защиты шин при срабатывании МТЗ (ЛЗШ);
- резервирование при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- формирование сигнала АВР на включение секционного выключателя.

Схема реализации АВР с помощью устройств Сириус-2-В изображена на рисунке 14.

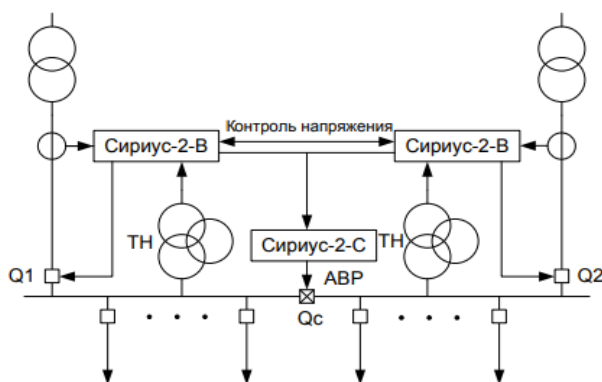


Рисунок 14 – Схема реализации АВР

### 7.2.2 Защита секционных выключателей 6 кВ

Для защиты секционных выключателей выбираем микропроцессорные блоки «Сириус-2-С», предназначенные для выполнения функций релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления секционных выключателей напряжением 6 кВ. Уставки релейной защиты СВВ 6 кВ размещены в графической части работы.

Функции устройства «Сириус-2-С»: трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений с контролем двух или трехфазных токов; ЗОФ; ЛЗШ; АУВ; АВР.

### 7.2.3 Защита электродвигателей 6 кВ

Микропроцессорные блоки серии «Сириус-Д», предназначены для релейной защиты асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением 6 кВ. Уставки релейной защиты для асинхронных и синхронных двигателей 6 кВ размещены в графической части ВКР.

Блок «Сириус-Д», устанавливаемый для защиты электродвигателей напряжением 6 кВ, обладает функциями защиты и автоматики: «трехступенчатой максимальной токовой защитой (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трехфазных; защитой от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ); защитой от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник; защита от однофазных замыканий на землю по

току основной частоты (может быть выполнена направленной); защитой синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2; минимальной токовой защитой и защитой минимального напряжения; защитой от перегрева, а также от затянутого пуска; защитой блокировки ротора» [1] и другие.

#### **7.2.4 Защита отходящих фидеров подстанции**

Для релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации отходящих фидеров подстанций предусмотрим микропроцессорные блоки серии «Сириус-2-Л». Уставки для отходящих фидеров подстанций размещены в графической части работы.

Микропроцессорный блок «Сириус-2-Л» выполняет достаточный ряд функций: «трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трехфазных токов; автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя; защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ); защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник; защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты; выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин; операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя; возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю; формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя; одно- или двукратное АПВ; исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ» [1].

Вывод по разделу 7: для обеспечения многофункциональной релейной защиты принимаем к установке микропроцессорные блоки:

- для трансформатора ТРДЦНК – «Сириус-Т»,
- для вводных ячеек 6 кВ – «Сириус-2-В»,
- для секционных ячеек 6 кВ – «Сириус-2-С»,
- для ячеек высоковольтных электродвигателей 6 кВ – «Сириус-Д»,
- для ячеек отходящих фидеров 6 кВ – «Сириус-2-Л».



## 8 Расчет защитного заземления

«Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены меры защиты при косвенном прикосновении» [14, с. 66]. Применение защитного заземления является эффективным способом защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

«Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством, выполняемое в целях электробезопасности» [14, с. 64].

Общей реконструкцией электрооборудования подстанции ГПП-60 предусматриваем замену защитного заземляющего устройства. Данное устройство выполняем общим для электроустановок 110 кВ, 6 кВ и 0,4 кВ.

Заземляющее устройство представляет собой контур заземления, состоящий из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальные заземлители выполним из оцинкованной стальной полосы сечением 75x3 мм с глубиной прокладки не менее 0,5 м от поверхности земли. В качестве вертикальных заземлителей используем электроды из профиля круглого сечения оцинкованной стали длиной 5 м и диаметром 12 мм. Прокладка заземляющих устройств выполняется согласно требованиям п. 1.7.90 ПУЭ. К контуру защитного заземления подстанции присоединяются все металлические части оборудования и строительных конструкций. Соединения наружного и внутреннего контура защитного заземления, соединения горизонтальных и вертикальных заземлителей выполняются сваркой согласно ГОСТ 58882-2020 «Заземляющие устройства», ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические».

Исходные параметры для расчета защитного заземления ГПП-60:

- длина стержней  $l = 5$  м,
- диаметр стержней  $d = 0,012$  м,
- расстояние между стержнями  $a = 10$  м,

- глубина заложения полосы  $t = 0,7$  м,
- удельное сопротивление грунта  $\rho = 100$  Ом·м.

Рассчитаем сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя:

$$R_{з.в} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{1} \cdot \left[ \lg \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1} \right) \right], \quad (69)$$

где  $R_{з.в}$  – сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя, Ом;

$\rho_{расч}$  – расчетное сопротивление грунта, принимая во внимание коэффициент сезонности для климатической зоны II, равное 120 Ом·м;

$t'$  – расстояние от поверхности земли до середины вертикального электрода, равное 2,85 м.

$$R_{з.в} = \frac{0,366 \cdot 120}{5} \cdot \left[ \lg \left( \frac{2 \cdot 5}{0,012} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot 2,85 + 1}{4 \cdot 2,85 - 1} \right) \right] = 27,45 \text{ Ом.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей:

$$N_{з.в} = \frac{R_{зв}}{R_з \cdot n} = \frac{27,45}{0,5 \cdot 0,78} = 69 \text{ шт.}, \quad (70)$$

где  $N_{з.в}$  – количество вертикальных заземлителей, шт.;

$R_з$  – нормированное сопротивление растеканию токов для подстанций 110 кВ, равное 0,5 Ом;

$n$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей, равный 0,78.

Сопротивление растеканию заземляющей полосы вычислим по формуле (71):

$$R_{\Pi} = R_{3.В} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right), \quad (71)$$

где  $\rho_{расч}$  – расчетное сопротивление грунта, с учетом коэффициента сезонности для климатической зоны II, равный 450 Ом·м;

$L$  – периметр подстанции, равный 160 м;

$b$  – ширина полосового электрода, м.

$$R_{\Pi} = R_{3.В} = \frac{0,366 \cdot 450}{160} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 160^2}{0,075 \cdot 0,7}\right) = 6,17 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{пк} = \frac{R_{\Pi}}{n_{\Pi}} = \frac{6,17}{0,27} = 22,85 \text{ Ом}, \quad (72)$$

где  $R_{пк}$  – сопротивление полосы заземления, Ом;

$n_{\Pi}$  – коэффициент использования полосы заземления, равный 0,27.

Необходимое сопротивление вертикальных стержневых заземлений:

$$R = \frac{R_{пк} \cdot R_3}{R_{пк} + R_3}, \quad (73)$$

$$R = \frac{22,85 \cdot 0,5}{22,85 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Уточняем количество стержней:

$$N_{3.В} = \frac{R_{3.В}}{R \cdot n}, \quad (74)$$

$$N_{3.В} = \frac{27,45}{0,49 \cdot 0,78} = 72 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу 8: после выполнения расчетов принимаем к установке 72 стержневых электрода для обеспечения защиты персонала от действия электрического тока.

## 9 Техника безопасности

Тема выпускной квалификационной работы предусматривает реконструкцию электрооборудования подстанции ГПП-60 ПАО «КуйбышевАзот» г. Тольятти. Обслуживанием данной подстанции занимается персонал цеха электроснабжения №8. При проведении разного вида работ персонал должен соблюдать требования «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ), «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭП) и действующие инструкции по охране труда для своего рабочего места.

В процессе эксплуатации электрооборудования подстанций на обслуживающий персонал могут воздействовать неблагоприятные производственные факторы, например, воздействие электрического тока, слабая освещенность рабочей зоны, воздействие вредных веществ, значительная высота расположения рабочего места над поверхностью, высокая или низкая температура поверхностей оборудования, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Для предотвращения возможного воздействия опасных и вредных производственных факторов на персонал, обслуживающий подстанцию, приняты соответствующие меры:

- обеспечение СИЗ и средствами защиты от воздействия электрического тока (перечень комплектации средствами защиты ГПП-60 изложен в таблице 23) в соответствии с СО 153-34.03.603-2003 «Инструкцией по применению и испытанию средств защиты, применяемых в электроустановках» [5];
- обеспечение средствами противопожарной защиты в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима РФ;
- «оборудование оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках» [14, с. 406], согласно требованиям п. 4.2.27 ПУЭ [14];

- обеспечение освещенности рабочего места в соответствии с требованиями СП 52.13330 «Естественное и искусственное освещение» [16];
- обеспечение «общих санитарно-гигиенических требований к показателям микроклимата и допустимому содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [4, с.1] в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [4].

Таблица 23 – Перечень комплектации средствами защиты в РУ-6 кВ ГПП-60

Наименование средства защиты	Количество	Срок периодичности проведения проверки/испытания
Указатель высокого напряжения (УВН-80)	2 шт.	1 раз в 12 месяцев
Перчатки диэлектрические (выше 1000 В)	2 пары	1 раз в 6 месяцев
Штанга изолирующая (выше 1000 В)	2 шт.	1 раз в 24 месяца
Боты диэлектрические (выше 1000 В)	2 пары	1 раз в 36 месяцев
Приставные изолирующие лестницы и/или стремянки (до и выше 1000 В)	2 шт.	1 раз в 6 месяцев
Диэлектрические ковры	10 шт.	осмотр
Переносное заземление	3 шт.	осмотр
Комплект переносных плакатов (предписывающих, указательных, предупреждающих, запрещающих)	5 комплектов	осмотр
Средства противопожарной защиты на ГПП-60		
Огнетушитель ОУ-5 (до 10 кВ)	2 шт.	Осмотр 1 раз в 3 месяца
Огнетушитель ОП-5 (до 1 кВ)	4 шт.	Осмотр 1 раз в 3 месяца
Ящик с песком, совок пожарный	1 шт.	Осмотр 1 раз в год
Система АУПТ (порошковая) на кабельном этаже	1 шт.	В соответствии с регламентом
Система АПС И СОУЭ	1 шт.	В соответствии с регламентом

Вывод по разделу 9: реконструируемая подстанция комплектуется испытанными средствами защиты от поражения электрическим током согласно перечню, указанному в таблице 23.

## 10 Экономическая часть

Главной задачей данной части является рассмотрения вопроса экономической выгоды от проведения реконструкции подстанции ГПП-60. Определим экономическую выгоду от замены выключателей 6 кВ. При существующем варианте имеем масляные выключатели ВМП-10К, ВМП-10Э. Так как эти выключатели морально устарели, то при реконструкции заменим их на вакуумные выключатели ВВ/TEL-10.

Определение капитальных вложений:

$$K = C + M + N_p + П, \quad (75)$$

где  $K$  – капитальные вложения, руб;

$C$  - цена по прайсу, для существующего выключателя равная 65000 руб, для проектного варианта, равная 80000 руб;

$M$  – затраты на монтаж и пусконаладочные работы от цены на выключатель, составляют 30 %;

$N_p$  – накладные расходы от цены на выключатель, равны 10 %;

$П$  - плановые накопления от суммы затрат равны 10%.

$$K1=65000+(65000 \cdot 0,3)+(65000 \cdot 0,1) +((65000+19500+6500) \cdot 0,1) =100100 \text{ руб,}$$

$$K2=80000+(80000 \cdot 0,3)+(80000 \cdot 0,1) +((80000+24000+8000) \cdot 0,1) =184800 \text{ руб,}$$

где  $K1$  – капитальные вложения для масляного выключателя, руб;

$K2$  – капитальные вложения для вакуумного выключателя, руб.

Результаты расчетов капитальных затрат размещены в таблице 24.

Таблица 24 – Капитальные вложения

Наименование оборудования	Количество, шт.	Ц, руб	М, руб	Н <sub>р</sub> , руб	П, руб	К, руб
ВМП-10	57	65000	19500	6500	9100	5705700
ВВ/TEL-10	57	80000	24000	8000	11200	7022400

Эксплуатационные издержки:

$$\mathcal{E} = \text{ЗП} + \text{А} + \text{Т} + \text{ТСМ} + \text{ПЗ}, \quad (76)$$

где  $\mathcal{E}$  – эксплуатационные издержки, руб;

ЗП – заработная плата по данному технологическому процессу, руб;

А – отчисления на амортизацию;

Т – текущий ремонт и обслуживание, руб;

ТСМ – топливно-смазочные материалы, руб;

ПЗ – прочие прямые затраты, руб.

Оплата труда включает в себя зарплату по тарифу, премия и другие надбавки (например, за профессиональное мастерство и выслуга лет):

$$\text{ЗП} = \text{Тс} \cdot \text{З}_\text{т} \cdot \text{К}_\text{доп}, \quad (77)$$

где Тс – тарифная ставка электромонтера 4 разряда, равная 102 руб/час;

З<sub>т</sub> – затраты труда на ремонт и обслуживание, чел. час;

К<sub>доп</sub> – коэффициент доплат (премия) и другие доплаты, составляют 30% от оклада.

$$\text{З}_\text{т} = \text{К}_{\text{у.е}} \cdot 18,6, \quad (78)$$

где К<sub>у.е</sub> – количество условных единиц ремонта для масляных выключателей 5,4, для вакуумных – 3,1, чел. час;

18,6 – трудоемкость обслуживания одной условной единицы электрооборудования.

$$З_{т} = 5,4 \cdot 18,6 = 100,44 \text{ чел. час,}$$

$$З_{т} = 3,1 \cdot 18,6 = 57,66 \text{ чел. час.}$$

Данная разница обусловлена тем, что трудозатраты на выполнение ремонтных работ у масляных выключателей гораздо выше, чем у вакуумных.

Следовательно, затраты на заработную плату для существующего оборудования будут:

$$ЗП = 102 \cdot 100,44 \cdot 1,3 = 13318,3 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату для проектного оборудования:

$$ЗП = 102 \cdot 57,66 \cdot 1,3 = 7645,7 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию:

$$A = \frac{K \cdot K_a}{100}, \quad (79)$$

где  $A$  – амортизационные отчисления, руб;

$K_a$  - коэффициент отчислений, равный 4,4%.

Отчисления на амортизацию для существующего оборудования:

$$A1 = \frac{5705700 \cdot 4,4}{100} = 251050,8 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию для проектного оборудования:

$$A2 = \frac{7022400 \cdot 4,4}{100} = 308985,6 \text{ руб.}$$

Текущий ремонт и техническое обслуживание:



$$T = \frac{K \cdot K_T}{100}, \quad (80)$$

где T – текущий ремонт и техническое обслуживание, руб;

$K_T$  - коэффициент отчислений, равный 5,3%.

Затраты на техническое обслуживание и ремонт существующего оборудования:

$$T1 = \frac{5705700 \cdot 5,3}{100} = 302402,1 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт и техобслуживание проектного оборудования:

$$T2 = \frac{7022400 \cdot 5,3}{100} = 372187,2 \text{ руб.}$$

Затраты, относящиеся к прочим, составляют 10% от суммы прямых затрат:

$$ПЗ = \frac{10 \cdot (ЗП + T + A)}{100}. \quad (81)$$

Прочие затраты на существующее оборудование:

$$ПЗ1 = \frac{10 \cdot (13318,3 + 302402,1 + 251050,8)}{100} = 56677,12 \text{ руб.}$$

Прочие затраты на проектное оборудование:

$$ПЗ1 = \frac{10 \cdot (7645,7 + 372187,2 + 308985,6)}{100} = 68881,85 \text{ руб.}$$

TСМ рассчитывается только для масляных выключателей:

$$TSM = N_{\text{вык}} \cdot V \cdot Ц = 57 \cdot 4,9 \cdot 1200 = 335160 \text{ руб.}, \quad (82)$$

где TSM – расходы на топливно-смазочные материалы, руб;

$N_{\text{вык}}$  – количество выключателей, шт.;

V - объем масла в одном выключателе, равный 4,9 л;

Ц - цена масла за 1 литр, равный 1200 руб.

Эксплуатационные издержки для существующего оборудования:

$$\text{Э1} = 13318,3 + 251050,8 + 302402,1 + 335160 + 56677,12 = 958608,32 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки для проектного оборудования:

$$\text{Э2} = 7645,7 + 308985,6 + 372187,2 + 68881,85 = 757700,35 \text{ руб.}$$

Расчет приведенных затрат:

$$ПЗ = \text{Э} + (K \cdot \text{Ен}), \quad (83)$$

где ПЗ – приведенные затраты, руб;

Ен – нормированный коэффициент экономической эффективности капиталовложений, равный 0,15.

Расчет приведенных затрат для существующего оборудования:

$$ПЗ1 = 958608,32 + (5705700 \cdot 0,15) = 1814463,32 \text{ руб.}$$

Расчет приведенных для проектного оборудования:

$$ПЗ2 = 757700,35 + (7022400 \cdot 0,15) = 1811060,35 \text{ руб.}$$

Расчет годовой экономии вычисляется по формуле (84):

$$\Gamma_{\text{э}} = \text{Э}1 - \text{Э}2 = 958608,32 - 757700,35 = 200907,97 \text{ руб.}, \quad (84)$$

где  $\Gamma_{\text{э}}$  – годовая экономия, руб.

Определение годового экономического эффекта производится по формуле (85):

$$\text{Эг} = \text{ПЗ}1 - \text{ПЗ}2 = 1814463,32 - 1811060,35 = 3402,97 \text{ руб.}, \quad (85)$$

где  $\text{Эг}$  – годовой экономический эффект, руб.

Полученные результаты расчетов занесем в таблицу 25.

Таблица 25 – Экономические расчеты

Показатели	Существующий вариант	Проектный вариант
Капитальные вложения, руб	5705700	7022400
Эксплуатационные затраты, руб	958608,32	757700,35
Приведенные затраты, руб	1814463,32	1811060,35
Годовая экономия, руб	-	200907,97
Годовой экономический эффект, руб	-	3402,97

Вывод по разделу 10: на основе экономического расчета, видно, что проектируемый вариант является недостаточно выгодным, так как годовой экономический эффект слишком низкий. Основной причиной замены масляных выключателей на вакуумные является повышение надежности системы электроснабжения.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был выполнен проект по реконструкции электрооборудования подстанции ГПП-60 ПАО «КуйбышевАзот». В процессе выполнения работы были определены основные нагрузки потребителей, получающих питание от подстанции. Произведен технико-экономический выбор числа, мощности и количества силовых трансформаторов. Произведен расчет токов короткого замыкания. Выполнен подбор электрооборудования взамен электрооборудования, превышающему нормативный срок эксплуатации. Выполнен расчет релейной защиты и произведен подбор терминалов микропроцессорной защиты. Выполнен расчет защитного заземления. Рассчитан годовой экономический эффект от замены высоковольтных выключателей 6 кВ.

В результате проведения реконструкции к установке принимаются:

- трансформаторы ТРДЦНК – 63000/110/6,3/6,3 ООО «Тольяттинский трансформатор»;
- ОПН-РК-110/56 ООО «Таврида Электрик»;
- трансформаторы тока ТШЛ-СВЭЛ-6, ТВ-СВЭЛ-110, трансформаторы напряжения ЗНОЛ(П)-6 производства АО «Группа «СвердловЭлектро»;
- ТСН ТМГ-40 кВА производства ОАО «СЗТТ»;
- ячейки КРУ-СВЭЛ производства АО «Группа «СвердловЭлектро» с выключателями ВВ/TEL от ООО «Таврида Электрик»;
- реакторы РТСТ-6 2х2500-0,18 АО «Группа «СвердловЭлектро»;
- кабель марки АПвВнг(А) напряжением 110 кВ, общей длиной 6,604 км производства ГК «Севкабель»;
- система рабочего и аварийного освещения с светодиодными светильниками ООО «ВСТЗ ЛУЧ»;
- релейная защита на базе МПБ производства АО «Радиус-Автоматика».

## Список используемых источников

1. АО «Радиус – Автоматика» [сайт]. URL: <http://www.rza.ru> (дата обращения 05.08.2022).
2. АО «Группа «СвердловЭлектро» [сайт]. URL: <http://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 05.09.2022).
3. Беляев А.В. Вторичная коммутация распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА: учебное пособие. М.: Энергопрогресс : Энергетик, 2015. 325 с.
4. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Издательство стандартов, 1988. Межгосударственный стандарт. Актуализирован в 2005, 48 с.
5. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [Электронный ресурс]: Приказ Минэнерго от 30.06.2003 №261. URL:<http://docs.cntd.ru/document/1200032444/> (дата обращения:09.09.2022).
6. ОАО «СЗТТ» [сайт]. URL: <http://www.cztt.ru> (дата обращения 07.09.2022).
7. ООО «Производственная компания «Севкабель» [сайт]. URL: <http://www.sevcable.ru> (дата обращения 16.09.2022).
8. ООО «Тольяттинский трансформатор»: [сайт]. URL: <http://www.transformator.com.ru> (дата обращения 05.08.2022).
9. ООО «Таврида Электрик»: [сайт] URL: <http://www.tavrida.ru> (дата обращения 02.09.2022).
10. ПАО «КуйбышевАзот»: [сайт] URL:[http:// www.kuazot.ru](http://www.kuazot.ru) (дата обращения: 11.10.2022).
11. Петровнина Е.В. «Общий анализ системы электроснабжения ПАО «КуйбышевАзот»: отчет по производственной (эксплуатационной) практике, 2022. – 28 с.

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.

13. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Раздел II. Порядок заключения и исполнения договора. Пункт 15 [Электронный ресурс]: Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №861 (ред. от 30.07.2022). URL: <http://docs.cntd.ru/document/901919551/> (дата обращения: 5.08.2022).

14. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы и главы шестого и седьмого изданий. – М.: ЭНАС, 2019. – 672 с. – (Нормативная база).

15. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 10-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

16. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [Электронный ресурс]: Свод правил «Естественное и искусственное освещение» (ред. от 08.05.2017). URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197/> (дата обращения 07.09.2022).

17. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: выполнение курсового проекта : Учебно – методическое пособие. – Тольятти: ТГУ, 2020. – 88 с.

18. Шестаков Д.Н., Помялов С.Ю. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: Методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита». – Курган: КГУ, 2011. – 55 с.

19. Gers J. M., Holmes E. D. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 p.

20. Lakervi E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition [Электронный ресурс] URL: [http:// IET Digital Library: Electricity Distribution Network Design \(2nd Edition\) \(theiet.org\)](http://theiet.org) (дата обращения: 18.09.2022).

21. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods [Электронный ресурс] URL: [http:// Microsoft Word - 12\\_3\\_1.doc \(esrgroups.org\)](http://esrgroups.org) (дата обращения: 17.09.2022).