

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части главной понизительной подстанции № 1 ООО «Сибур Тольятти»

Студент

Р.Ф. Набиев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

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

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

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части главной понизительной подстанции №1 ООО «Сибур Тольятти»».

По данным, полученным на предприятии за время прохождения преддипломной практики, произведены расчеты и составлены годовые нагрузки ГПП-1. Основываясь на данные расчеты была произведена следующая работа, которая отражена в выпускной квалификационной работе бакалавра. В объем которого входит:

- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов ГПП;
- выбор схемы подстанции;
- расчет токов КЗ;
- выбор оборудования;
- расчет релейной защиты.

ВКР выполнена в объеме 59 страниц которая включает в себя 17 таблиц, семь рисунков также на 6-и листах формата А1 выполнена графическая часть.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Краткая характеристика объекта проектирования.....	6
2. Электрические нагрузки главной понизительной подстанции.....	10
3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	16
4. Выбор электрической схемы подстанции.....	27
5. Расчет токов короткого замыкания.....	28
6. Выбор электрических аппаратов.....	34
7. Релейная защита главной понизительной подстанции №1.....	48
Заключение.....	56
Список используемых источников.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Эффективную и надежную работу современных промышленных предприятия нельзя представить без хорошо продуманной системы электроснабжения. Это кропотливая разработка, с учетом всех фактов, системы электроснабжения обеспечивающее наиболее эффективное использование средств и ресурсов, выделенных на данные работы. Из-за неустойчивого экономического положения большей части наших промышленных предприятий на проектирование и реконструкцию систем электроснабжения не отдается должное внимание.

Задачи, которые решают инженеры в ходе проектирования систем электроснабжения, состоят в обработке большого количества информации, которые относятся к области электроэнергетики на данном предприятии, и в решении следующих вопросов: рационально ли проектировать новые энергетические объекты или же реконструировать старые, уменьшит ли это себестоимости распределения электроэнергии и удельные капиталовложения. При составлении проектов системы электроснабжения промышленного предприятия возникает необходимость комплексно решать все эти задачи и находить оптимальное соотношение между этими вопросами [1,3,4,5,8].

Электрохозяйство промышленного предприятия в наше время является сложной системой, которая состоит из совокупности взаимодействующих составляющих связанных между собой.

При составлении проекта имеет большое значение правильно принять во внимание характер и степень влияния элементов этой системы друг на друга. В связи с этим составление проектов производится по иерархии, от высоких уровней к более низким, от энергетической системы к отдельно стоящим электроприемникам.

При принятии проектных решений [9] немаловажное значение имеет экономичность рассматриваемого варианта.

Известно, что увеличение надежности требует больших капиталовложений, нередко которые превышающих ущерб при возможных авариях.

Задачей ВКР является реконструкция электрической части ГПП №1 ООО «Сибур Тольятти».

Для решения этой задачи требуется:

- Выбрать трансформаторы также их количество и мощность для главной понизительной подстанции;
- Осуществить выбор и обосновать выбранную схему электроснабжения ГПП;
- Произвести выбор токоведущих частей и электрических аппаратов;
- Произвести расчет релейной защиты.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

СИБУР является одним из крупнейших в России объединенной газоперерабатывающей и нефтехимической компанией.

Топливо-сырьевой бизнес включает:

- 1) прием и переработку нефтяного газа (ПНГ), которые получают от нефтяной компании;
- 2) транспортировку, фракционирование и последующую переработку в различные виды углеводородного сырьевого материала;
- 3) исследование и продажи топливо-сырьевых продуктов таких как природный газ, сжиженных углеводородных газов, широкой фракции углеводородного сырья, метил-трет-бутилового эфира и других видов топлива и топливных присадок.

Свои продукты компания реализует на внутренних и международных рынках, а также в качестве сырья направляет в нефтехимический бизнес для производства дальнейшей переработки в основные полимеры, пластики, синтетические каучуки, продукцию органического синтеза и другие продукты, выпускаемые производителями нефтехимии.

В нефтехимическом бизнесе у компании СИБУР имеется три установки пиролиза, одна установка дегидрирования пропана, два завода занятых выпуском полиэтилена и полипропилена, пять заводов, выпускающих БОПП-пленки, три завода по производству и выпуску эластомеров которые выпускают базовые и специальные каучуки и термоэластопласты, четыре предприятия, производящих широкий ассортимент продуктов органического синтеза, пластиков и в том числе полиэтилентерефталат, спирты, гликоли, акрилаты, вспенивающийся полистирол, а также три завода, выпускающих МТБЭ. В состав дирекции пластиков, эластомеров, органического синтеза компании СИБУР входит корпоративная структура «Сибур Тольятти».

ООО «СИБУР Тольятти» — расположен в г. Тольятти и является одним из крупных в России нефтехимическим предприятием.

Основной деятельностью предприятия является выпуск и производство синтетических каучуков различных марок. На предприятии действуют шесть производств в которых организовано:

- производство сополимерных каучуков;
- производство бутилкаучука;
- производство бутадиена и высокооктановой добавки к бензину;
- производство изопрена;
- производство изопреновых каучуков;
- производство изобутилен-изобутановой фракции и изобутилена.

Электроснабжение предприятия осуществляется от независимых источников питания: ПС «Васильевская» 220/110 кВ, ПС «Левобережная» 220/110 кВ (ОАО «Самараэнерго») и ОАО «Тольяттинская ТЭЦ», (ОАО «Волжская территориальная генерирующая компания»).

Система питания состоит из четырех главных понизительных подстанций (ГПП) общей суммарной мощностью порядка 150 тысяч кВт. На территории парка присутствует 4 класса напряжения:

- напряжение высокое: (ВН) 110 кВ и выше;
- среднее первое напряжение: (СН1) 35 кВ;
- среднее второе напряжение: (СН2) 20-1 кВ;
- низкое напряжение: (НН) 0,4 кВ и ниже.

От главной понизительной подстанции №1 питается производство изопреновых каучуков.

Изопреновый каучук является продуктом сополимеризации изопрена и изобутилена. Данный процесс сополимеризации протекает в растворителе именуемый изопентаном. Протопированные совокупности этилалюминийсесквихлорида (ПКЭАСХ) являются катализатором сополимеризации. ЭАСХ представляет из себя смесь этилалюминийдихлорида и диэтилалюминийхлорида.

Вещества, которые применяются в производстве изопренкаучука, являются сжиженным газами и легковоспламеняющимися жидкостями, они

имеют низкую температуру вспышки, легко образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Это может происходить в оборудовании если в него будет попадать воздух. Вещества, которые используются в производстве изопренкаучука являются токсичными. При несоблюдении правил обращения с данными продуктами, есть большой риск получить острые хронические отравления. В производстве каучука имеется большое количества ёмкостей, мерников с взрывоопасными веществами. Превышение уровня которых может привести к разгерметизации и разливу продуктов, а также разрушению оборудования и трубопроводов в последствии взрыва. Полимеризация изопренкаучука производится в специальных аппаратах, в которых давление достигает до $4,5 \text{ кгс/м}^3$ а температурой до -100 градусов Цельсия. Слабое охлаждение полимеризаторов, может привести к повышению давления. Так же давление может повышаться из-за забивки трубопроводов полимером, поэтому при обслуживании данного узла, от персонала требуется жесткое соблюдение технологического режима.

В дегазаторах № 53;55, производится дегазация полимеров в них очень важно соблюдать допустимый уровень давления и температуры. При снижении этих уровней в дегазаторах может привести к пропуску углеводородов в помещение производства изопренкаучука, где всё электрооборудование выполнено в не взрывозащищённом исполнении, и есть большой риск что это приведёт к взрыву или возгоранию углеводородов. Снижению температуры реакции может привести к неполной дегазации крошки изопренкаучука, в следствии чего, когда будет производиться сушка изопренкаучука будет испорчено большое количество углеводородов, что может привести также к возгоранию. Сушка изопренкаучука выполняется в сушилке и в отжимных машинах. В экспандере и в сушилке при увеличении температуры выше номинальных может привести к аварии с дальнейшим возгоранием. Вода и пары углеводородов с установки дегазации конденсируют в специальных конденсаторах, которые охлаждаются промышленной водой. При повышении температуры, а также прекращение подачи воды в систему конденсации, может

произойти стравливанію углеводов через противоаварійный клапан из-за увеличения давления.

Основными потребителями ГПП №1 в частности являются компрессорные установки, производство изопреновых каучуков, машины постоянного тока и синхронные двигатели.

Приняв во внимание большую мощность двигательной нагрузки который получает питание от главной понизительной подстанции №1, приходим к выводу, что потребитель нуждается в надежном источнике электрического питания. Известно, что эта подстанция была запущена в 1968 году и больше не реконструировалось, а оборудование которое на данный момент, установлено уже морально и физически устарело.

Так же, сократились производственные мощности на этом участке предприятия, и многие цеха снесли. Из годовых график нагрузок стало известно, что нагрузка ГПП-1 сократилось в 2 раза из этого следует что загрузка силовых трансформаторов снизилась, данное снижение ведет к дополнительным электрическим потерям энергии. Из однолинейной схемы подстанции, которая представлена на чертеже 1. Видно что использование трех трансформаторной подстанции с мало загруженными трансформаторами нерентабельна из-за дорогого обслуживания оборудования.

Исходя из этого можно сделать вывод о том, что требуется реконструкции этой подстанции.

На подстанции установлены баковые масляные выключатели, ограничители перенапряжения, линейные разъединители, а на стороне низкого напряжения 6 кВ установлено КРУ с масляными выключателями которые морально и физически устарели, также использование в этих выключатель масла для гашения дуги ведет к затратам на содержание маслохозяйства.

2 Электрические нагрузки главной понизительной подстанции

При составлении проекта главной понизительной подстанции №1 на предприятии ООО «Сибур Тольятти» учитываем, что это особая категория потребителей.

Для составления расчетов были использованы годовые графики электропотребления ГПП которые были полученные входе прохождения преддипломной практики на предприятии, далее преобразив их в ступенчатые годовые графики была определена максимальная нагрузка главной понизительной подстанции №1.

Рассчитана полная мощность каждого трансформатора установленных на главной понизительной подстанции [6,7,22]

$$S = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} \quad (2.1)$$

Трансформатор T_1 :

$$S_{T1} = \frac{11,25}{0,9} = 12,5 \text{ MVA}$$

Трансформатор T_2 :

$$S_{T2} = \frac{12,33}{0,9} = 13,7 \text{ MVA}$$

Трансформатор T_3 :

$$S_{T3} = \frac{16,235}{0,85} = 19,1 \text{ MVA}$$

Максимальна полная мощность по подстанции:

$$S_{\max PC} = S_{T1} + S_{T2} + S_{T3} \quad (2.2)$$

$$S_{\max PC} = 12,5 + 13,7 + 19,1 = 45,3 \text{ MVA}$$

Рассчитана потребляемая электроэнергия отдельными потребителями подключенных к трансформаторам:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \times t_{in} \quad (2.3)$$

$$W_{T1} = 11,25 \times (1 \times 1 + 0,9 \times 1 + 0,8 \times 1,26 + 0,7 \times 3,8 + 0,6 \times 1 + 0,2 \times 0,7) \times 10^3 = 70965 \text{ MBm} \times \text{ч}$$

$$W_{T2} = 12,33 \times (1 \times 1 + 0,9 \times 1,5 + 0,85 \times 1,26 + 0,8 \times 3,3 + 0,75 \times 0,5 + 0,5 \times 0,5 + 0,15 \times 0,7) \times 10^3 = 83773 \text{ MBm} \times \text{ч}$$

$$W_{T3} = 16,235 \times (1 \times 2 + 0,9 \times 1,76 + 0,85 \times 2,8 + 0,7 \times 1 + 0,15 \times 1,2) \times 10^3 = 111112 \text{ MBm} \times \text{ч}$$

Рассчитана потребляемая энергия подстанции:

$$W_{ПС} = W_{T1} + W_{T2} + W_{T3} \quad (2.4)$$

$$W_{ПС} = 70965 + 83773 + 111112 = 265850 \text{ MBm} \times \text{ч}$$

Рассчитана продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_{.м} = \frac{W_{ПС}}{P_{\text{max ПС}}} \quad (2.5)$$

$$T_{.м} = \frac{265850}{11,25 + 12,33 + 16,235} = 6677,14 \text{ ч}$$

Рассчитан коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{.м}}{8760} \quad (2.6)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{6677,14}{8760} = 0,762$$

Построен график годовой нагрузки для потребителей каждого трансформатора (рисунок 2.1-2.3)

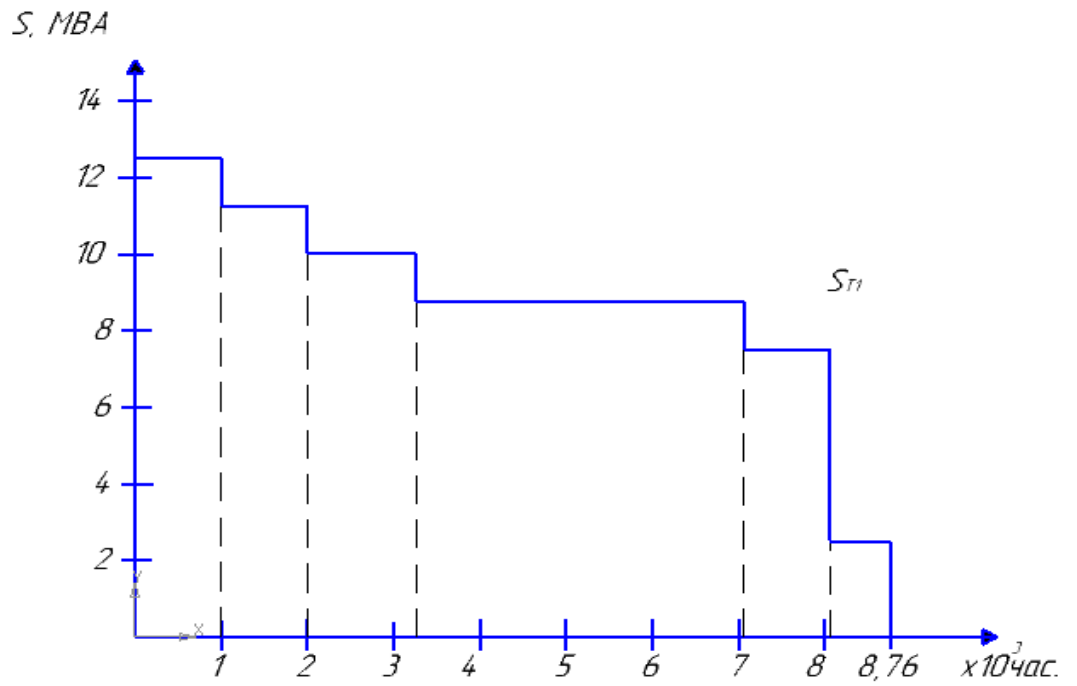


Рисунок 2.1 – График нагрузок потребителей трансформатора T_1

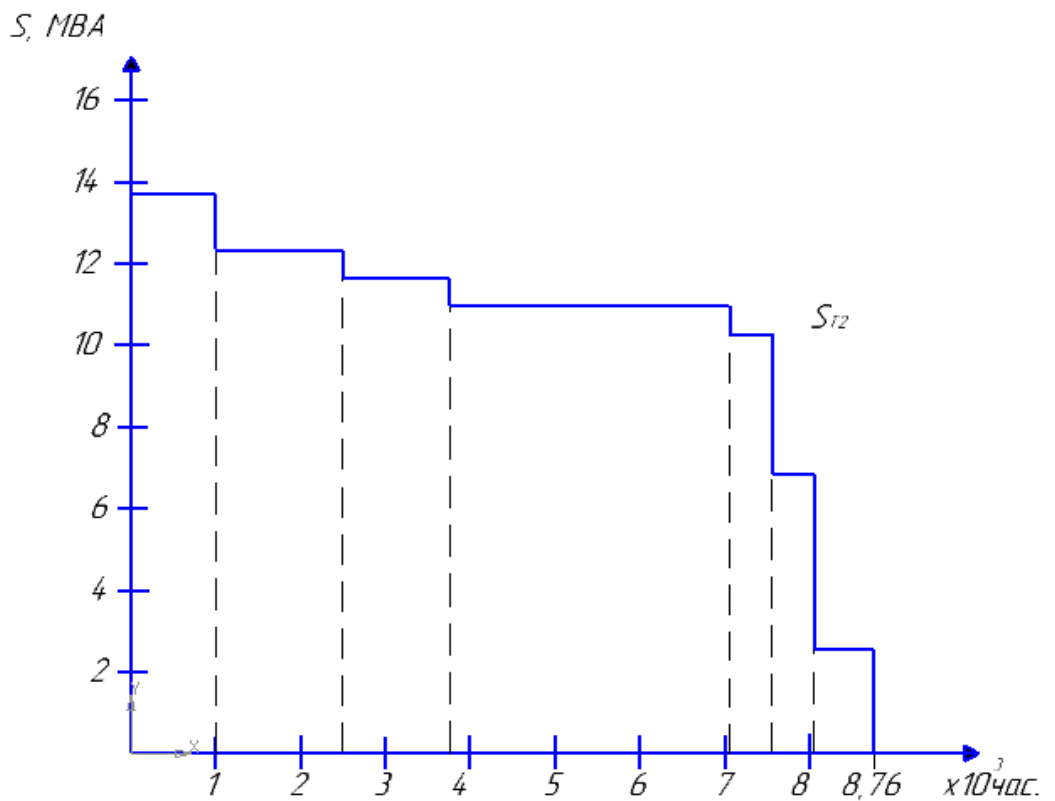


Рисунок 2.2 – График нагрузок потребителей трансформатора T_2

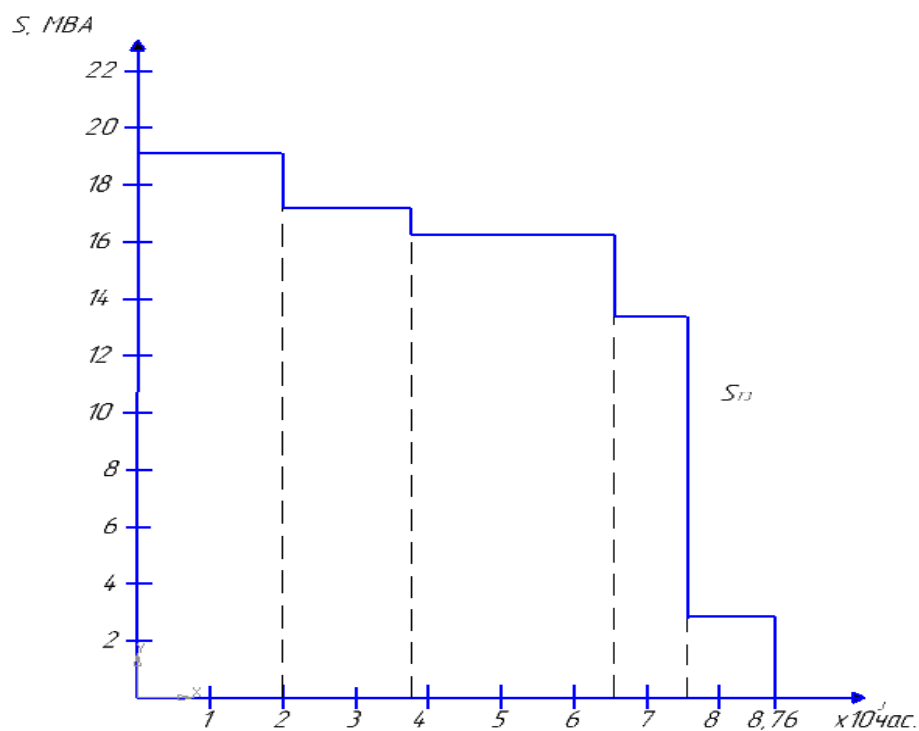


Рисунок 2.3 – График нагрузок потребителей трансформатора T₃

Построен суммарный график годовой нагрузки для потребителей трансформаторов T₁ и T₂ (рисунок 2.4)

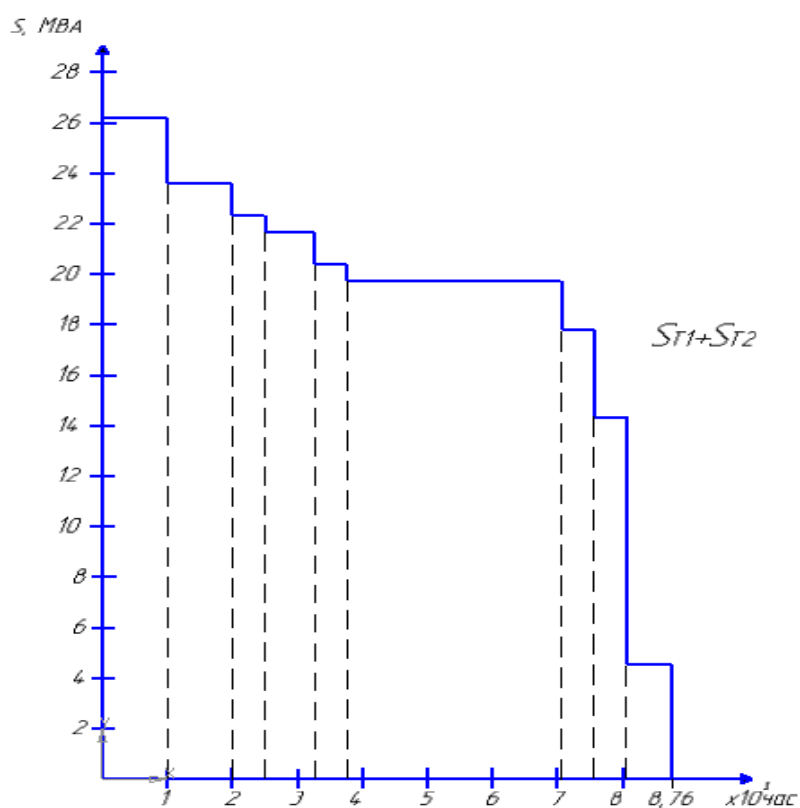


Рисунок 2.4 – Суммарный график годовой нагрузки для потребителей трансформаторов T₁ и T₂

Построен суммарный график годовой нагрузки для главной понизительной подстанции (рисунок 2.5)

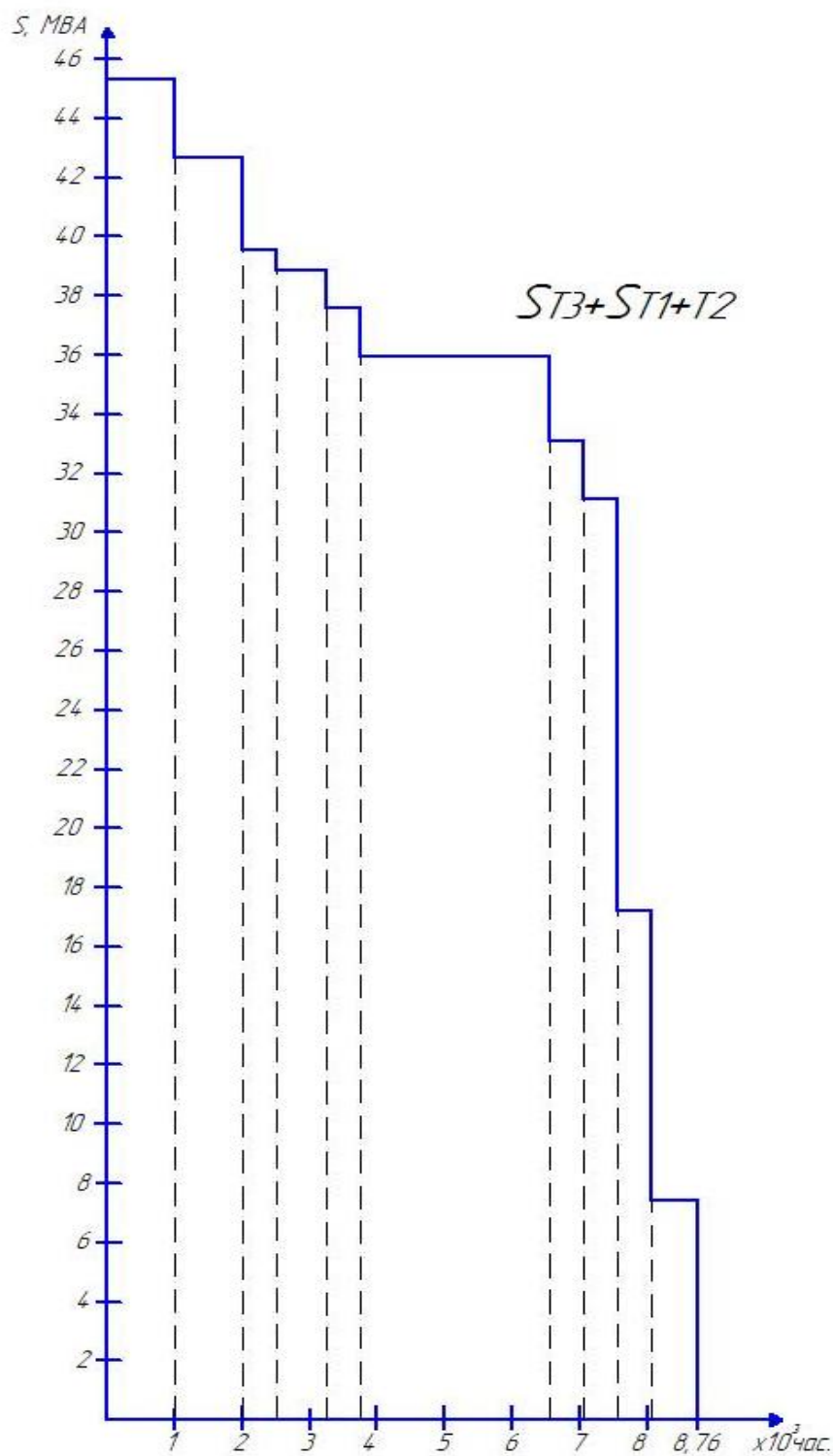


Рисунок 2.5 – График годовых нагрузок для ГПП

Из полученных графиков годовых нагрузок видим, что мощность потребляемая подстанцией составляет 45,3 МВА, данное значение в 2 раза ниже проектной мощности подстанции.

Исходя из этого принимается решения о замене схемы электроснабжения и электрооборудования на более экономичные и современные.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

При выборе силовых трансформаторов для ГПП №1 «Сибур Тольятти» обратим внимание на наличие двух уровней напряжения. В данном случае целесообразно использовать трансформаторы с расщепленной обмоткой.

По надежности электроснабжения потребитель относится к 1 категории электроприемников. Произведен расчет $S_{ном.т}$ с учетом допустимой 40% перегрузки в аварийном режиме по выражению:

$$S_{ном.т} \approx K_{1-2} \times \frac{S_{max\text{ис}}}{K_{пер} \times (n-1)} \quad (3.1)$$

$$S_{ном.т} \approx 0,7 \times \frac{45300}{1,4 \cdot (2-1)} = 22650 \text{кВА}$$

Для данного значения $S_{ном.т}$, рассмотрено два варианта силовых трансформаторов таких как ТРДН-25000/110/6/6 и ТРДН-32000/110/6/6.

3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ГПП

Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов представляет из себя гарантирование экономичных режимов работы, характеризующиеся минимальными потерями мощности в трансформаторах при работе по установленному графику.

При всем этом учитывается потери активной мощности, которые возникают в системе и самих трансформаторах [12,17-21].

3.2.1 Вариант ГПП с трансформаторами с расщепленной обмоткой ТРДН-25000/110/6/6.

Технические данные силового трансформатора ТРДН-25000/110/6/6 представлены в таблице 3.2.1.1.

Таблица 3.2.1.1 – Технические данные силового трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			Потери, кВт		$U_{\text{к.з}}$ %	I_x %
		ВН	НН	НН	$P_{\text{Х.Х}}$	$P_{\text{к.з}}$		
ТРДН-25000/110/6/6У1	25	115	6,3	6,3	31,5	121	10,5	0,75

Произведен расчет варианта подстанции с трансформаторами типа ТРДН-25000/110/6/6.

Определены потери активной приведенной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \times \Delta Q_x \quad (3.2)$$

где ΔP_x – паспортное значение потерь мощности трансформатора в режиме Х.Х;

ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме Х.Х;

K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей и равняется 0,02...0,2 (кВт/квар);

$$\Delta Q_x = S_{\text{ном.т}} \times \frac{I_{\text{хх\%}}}{100} \quad (3.3)$$

$I_{\text{хх\%}}$ – паспортное значение тока Х.Х;

$S_{\text{ном.т}}$ – паспортная номинальная мощность трансформатора.

$$\Delta Q_x = 25000 \times \frac{0,75}{100} = 187,5 \text{квар}$$

$$\Delta P'_x = 31,5 + 0,05 \times 187,5 = 40,875 \text{кВт}$$

Произведен расчет приведенных нагрузочных потерь мощности трансформатора:

- для обмотки высшего напряжения

$$\Delta Q_{к.в} = \frac{S_{ном.м} \times U_{к.в\%}}{100} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{к.в} = \frac{25000 \times 1,31}{100} = 327,5 \text{квар}$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times u_{к.ВН-НН} \quad (3.5)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 10,5 = 1,31\%$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{шт} \times \Delta Q_{к.в} \quad (3.6)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \times 327,5 = 16,37 \text{кВт}$$

$$\Delta P_{к.в} = 0$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = \frac{S_{ном.м} \times U_{к.н1,2\%}}{100} \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = \frac{25000 \times 18,37}{100} = 4593,75 \text{квар}$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \times u_{к.ВН-НН} \quad (3.8)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \times 10,5 = 18,37\%$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{шт} \times \Delta Q_{к.н1,2} \quad (3.9)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 242 + 0,05 \times 4593,75 = 471,6 \text{кВт}$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times \Delta P_{к.ВН-НН} \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 121 = 242 \text{кВт}$$

Определены коэффициенты загрузки обмоток высокого напряжения трансформаторов:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.м}} \quad (3.11)$$

$$K_{з.в} = \frac{45300}{25000 \times 2} = 0,906$$

Определены коэффициенты загрузки обмоток низкого напряжения трансформаторов:

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_B}{S_{ном.т}} \quad (3.12)$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{22650}{25000 \times 2} = 0,45$$

Определены в силовом трансформаторе приведенные потери активной мощности:

$$P'_m = \Delta P'_x + K_{3.в}^2 \times \Delta P'_{к.в} + K_{3.H1}^2 \times \Delta P'_{к.H1} + K_{3.H2}^2 \times \Delta P'_{к.H2} \quad (3.13)$$

$$P'_m = 40,875 + 0,906^2 \times 16,37 + 0,45^2 \times 471,6 + 0,45^2 \times 471,6 = 245,3 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах выполнен в табличном виде (таблица 3.2.1.2) который будет отображать следующее выражение:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \times P'_x \times T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \times P'_{к.в} \times k_{3.вi}^2 \times T_i + \frac{1}{n} \times P'_{к.H1} \times k_{3.H1i}^2 \times T_i + \frac{1}{n} \times P'_{к.H2} \times k_{3.H2i}^2 \times T_i \right) \quad (3.14)$$

Таблица 3.2.1.2 – Потери трансформатора ТРДН-25000/110/6/6

i	S _{вi} , кВА	S _{нi} , кВА	S _{нi} , кВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{хi} , кВтч	кзв _i	кзн _i	кзн _i	ΔW _{квi} , кВтч	ΔW _{кнi} , кВтч	ΔW _{кнi} , кВтч
1	45300	26200	19100	2	1000	81750	1,812	1,048	0,764	26874,17064	258980,0832	137635,5168
2	42680	23580	19100	2	1000	81750	1,7072	0,9432	0,764	23855,44311	209773,8674	137635,5168
3	39520	22330	17190	2	500	40875	1,5808	0,8932	0,6876	10226,86546	94061,3557	55742,3843
4	38835	21645	17190	2	760	62130	1,5534	0,8658	0,6876	15010,62853	134336,0444	84728,42414
5	37585	20395	17190	2	500	40875	1,5034	0,8158	0,6876	9249,915809	78465,94456	55742,3843
6	35945	19710	16235	2	2800	228900	1,4378	0,7884	0,6494	47377,66728	410388,3875	278436,6505
7	33080	19710	13370	2	500	40875	1,3232	0,7884	0,5348	7165,387347	73283,64062	33720,70162
8	31145	17775	13370	2	500	40875	1,2458	0,711	0,5348	6351,632192	59600,9259	33720,70162
9	17215	14350	2865	2	500	40875	0,6886	0,574	0,1146	1940,540561	38845,2204	1548,399564
10	7420	4555	2865	2	700	57225	0,2968	0,1822	0,1146	504,7130301	5479,47041	2167,75939
$\sum \Delta W$						716130				148556,964	1363214,94	821078,439
Потери электроэнергии								3048980,343				

Найдены суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \times K + И = E_n \times K + И_o + И_э \quad (3.15)$$

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложения;

K – стоимость рассматриваемого трансформатора;

$И_o$ – ежегодные отчисления;

$И_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе.

$$E_n = 0,15$$

$$K = 2 \times 135000 = 27000 \text{ тыс.руб}$$

$$И_o = P_{сум} \times K \quad (3.16)$$

$P_{сум}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание;

$$P_{сум} = 0,094$$

$$И_o = 0,094 \times 27000 = 2538 \text{ тыс.руб}$$

$$И_э = \Delta W_{nc} \times C_э, \text{руб} \quad (3.17)$$

$C_э$ – стоимость 1 кВт*ч электроэнергии руб./кВт*ч

$$C_э = 1,41 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$$

$$И_э = 3048980,343 \times 1,41 = 4299 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_{прив} = 0,15 \times 27000 + 2538 + 4299 = 10887 \text{ тыс.руб}$$

3.2.2 Вариант ГПП с трансформаторами с расщепленной обмоткой ТРДН-32000/110/6/6.

Технические данные силового трансформатора ТРДН-32000/110/6/6 представлены в таблице 3.2.2.1.

Таблица 3.2.2.1 – Технические данные силового трансформатора ТРДН-32000/110/6/6

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			Потери, кВт		$U_{\text{к.з}}$ %	I_x %
		ВН	НН	НН	$P_{\text{Х.Х}}$	$P_{\text{к.з}}$		
ТРДН-32000/110/6/6 У1	32	115	6,3	6,3	44	145	10,5	0,75

Произведен расчет вариант подстанции с трансформаторами типа ТРДН-32000/110/6/6.

Определены потери активной приведенной мощности трансформатора в режиме Х.Х:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \times \Delta Q_x \quad (3.18)$$

$$\Delta P'_x = 44 + 0,05 \times 89,6 = 48,48 \text{ кВт}$$

где

$$\Delta Q_x = S_{\text{ном.т}} \times \frac{I_{\text{хх\%}}}{100} \quad (3.19)$$

$$\Delta Q_x = 32000 \times \frac{0,75}{100} = 240 \text{ квар}$$

Определены приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

- для обмотки высшего напряжения

$$\Delta Q_{\text{к.в}} = S_{\text{ном.т}} \times \frac{U_{\text{к.в\%}}}{100} \quad (3.20)$$

$$\Delta Q_{к.в} = \frac{32000 \times 1,31}{100} = 419,2 \text{ квар}$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times u_{к.ВН-НН} \quad (3.21)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 10,5 = 1,31\%$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \times \Delta Q_{к.в} \quad (3.22)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \times 419,2 = 20,96 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{к.в} = 0$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = \frac{S_{ном.т} \times U_{к.н1,2\%}}{100} \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = \frac{32000 \times 18,37}{100} = 5878,4 \text{ квар}$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \times u_{к.ВН-НН} \quad (3.24)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \times 10,5 = 18,37\%$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \times \Delta Q_{к.н1,2} \quad (3.25)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 290 + 0,05 \times 5878,4 = 583,92 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times \Delta P_{к.ВН-НН} \quad (3.26)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 145 = 290 \text{ кВт}$$

Определены коэффициенты загрузки обмоток высокого напряжения трансформаторов:

$$K_{3.в} = \frac{S_B}{S_{ном.т}} \quad (3.27)$$

$$K_{3.в} = \frac{45300}{32000 \times 2} = 0,7$$

Определены коэффициенты загрузки обмоток низкого напряжения трансформаторов:

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_B}{S_{ном.т}} \quad (3.28)$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{22650}{32000 \times 2} = 0,35$$

Определены в силовом трансформаторе приведенные потери активной мощности:

$$P'_m = \Delta P'_x + K_{3.б}^2 \times \Delta P'_{к.б} + K_{3.H1}^2 \times \Delta P'_{к.H1} + K_{3.H2}^2 \times \Delta P'_{к.H2} \quad (3.29)$$

$$P'_m = 48,48 + 0,7^2 \times 20,96 + 0,35^2 \times 583,92 + 0,35^2 \times 583,92 = 201,81 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах выполнены в табличном виде (таблица 3.2.2.2) которое будет отображать следующее выражение:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \times P'_x \times T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \times P'_{к.б} \times k_{3.бi}^2 \times T_i + \frac{1}{n} \times P'_{к.H1} \times k_{3.H1i}^2 \times T_i + \frac{1}{n} \times P'_{к.H2} \times k_{3.H2i}^2 \times T_i \right) \quad (3.30)$$

Таблица 3.2.2.2 – Потери трансформатора ТРДН-32000/110/6/6

i	S _{вi} , кВА	S _{нi} , кВА	S _{нi} , кВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{хi} , кВтч	кзв _i	кзн _i	кзн _i	ΔW _{квi} , кВтч	ΔW _{кнi} , кВтч	ΔW _{кнi} , кВтч
1	45300	26200	19100	2	1000	96960	1,415625	0,81875	0,596875	21001,85859	195715,8422	104013,6012
2	42680	23580	19100	2	1000	96960	1,33375	0,736875	0,596875	18642,75738	158529,8322	104013,6012
3	39520	22330	17190	2	500	48480	1,235	0,6978125	0,5371875	7992,179	71083,83479	42125,50847
4	38835	21645	17190	2	760	73689,6	1,21359375	0,6764063	0,5371875	11730,63542	101520,1313	64030,77288
5	37585	20395	17190	2	500	48480	1,17453125	0,6373438	0,5371875	7228,703964	59298,10599	42125,50847
6	35945	19710	16235	2	2800	271488	1,12328125	0,6159375	0,5073438	37025,10794	310137,7831	210419,5152
7	33080	19710	13370	2	500	48480	1,03375	0,6159375	0,4178125	5599,668688	55381,74699	25483,33229
8	31145	17775	13370	2	500	48480	0,97328125	0,5554688	0,4178125	4963,728292	45041,47679	25483,33229
9	17215	14350	2865	2	500	48480	0,53796875	0,4484375	0,0895313	1516,51037	29356,02202	1170,153013
10	7420	4555	2865	2	700	67872	0,231875	0,1423438	0,0895313	394,4274906	4140,932974	1638,214218
$\sum \Delta W$						849369,6				116095,5771	1030205,708	620503,5392
Потери электроэнергии								2616174,425				

Найдены суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \times K + I = E_H \times K + I_o + I_э \quad (3.31)$$

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложения;

K – стоимость рассматриваемого трансформатора;

I_o – ежегодные отчисления;

$I_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе

$$E_n = 0,15$$

$$K = 2 \times 16800 = 33600 \text{ тыс. руб}$$

$$I_o = P_{сум} \times K \quad (3.32)$$

$P_{сум}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание;

$$P_{сум} = 0,094$$

$$I_o = 0,094 \times 33600 = 3158 \text{ тыс. руб}$$

$$I_э = \Delta W_{nc} \times C_э, \text{ руб} \quad (3.33)$$

$C_э$ – стоимость 1 кВт*ч электроэнергии руб./кВт*ч

$$C_э = 1,41 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$$

$$I_э = 2616174,425 \times 1,41 = 3688 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{прив} = 0,15 \times 33600 + 3158 + 3688 = 11886 \text{ тыс. руб}$$

Выбор трансформаторов определяется по экономической целесообразности методом приведенных затрат на 32 МВА и 25 МВА.

Из проведенных расчетов в пункте 3.2.1 можно заметить что что обмотки трансформатора сильно загружены $K_{з.б} = 0,9$ и не остается запаса который обеспечит стабильную работу при перегрузках. Так как рассматриваемая в этом проекте подстанция является потребителем первой категории и в случае аварийных отключении может привести к серьезным последствиям. В виду этого разумно выбрать для дальнейшего проектирования второй вариант у которого $K_{з.б} = 0,7$.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Схема для подстанции выбирается с учетом обеспечения надежности, безопасности эксплуатации, перспектив развития и безопасного проведения ремонтных работ.

На данный момент питание ГПП-1 «Сибур Тольятти» осуществляется от трех воздушных линии 110 кВ:

- Каучук-4
- Ставрополь-2
- ЭТЗ

Подстанция имеет упрощенную электрическую схему: три блока (линия – трансформатор) с выключателем. Из-за того, что мощность подстанции снизилась было решено перейти на двух трансформаторную подстанцию с расщепленными обмотками и поэтому меняем электрическую схему подстанции на схему №110-13 «Две рабочие системы шин» так как данная схема обеспечит надежное питание и увеличит маневренность коммутации на стороне высокого напряжения.

5 Расчет токов короткого замыкания

Что бы произвести выбор, а также проверку электрических аппаратов и проводников главной понизительной подстанции №1, необходимо рассчитать токи короткого замыкания [2,16].

Для выбора оборудования в этом разделе необходимо определены симметричные и не симметричные токи К.З. Составлена расчетная схема и схема замещения (рисунки 5.1, 5.2) для расчета токов К.З.

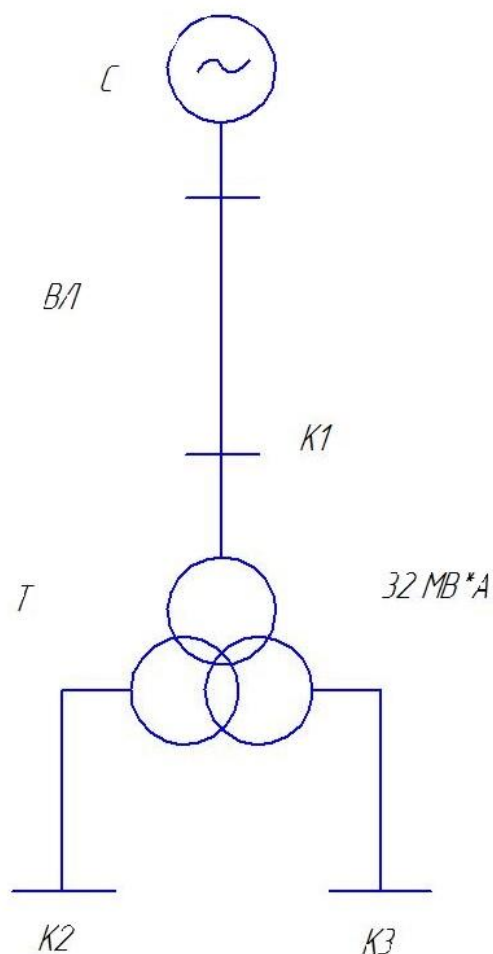


Рисунок 5.1 - Схема для расчета ТКЗ

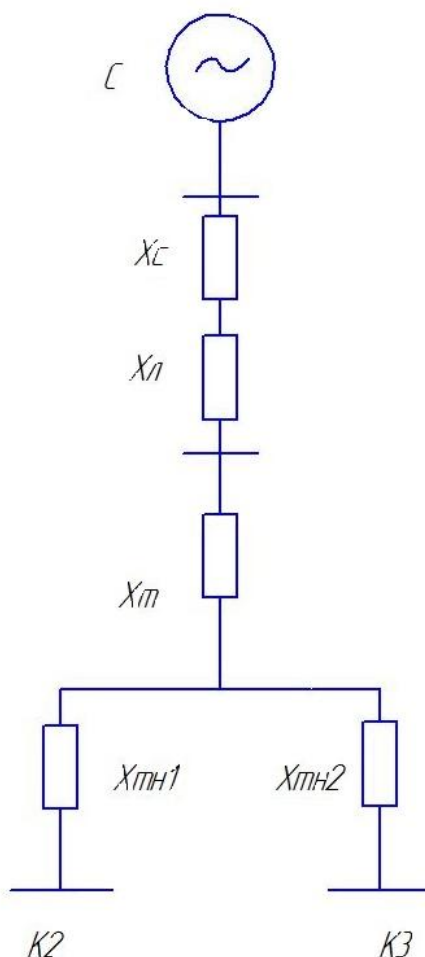


Рисунок 5.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

5.1 Расчёт 3-х фазных токов короткого замыкания

На рисунках 5.1, 5.2 отмечены точки коротких замыканий.

Условия для расчета токов КЗ:

Данные системы:

$$S_K = 2100 \text{ МВА};$$

$$S_B = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{сн.} = 115 \text{ кВ}.$$

Данные линии:

$$L = 25 \text{ км};$$

$$x_{уд.} = 0,124 \text{ Ом / км}.$$

Данные силового трансформатора ГПП:

$$S_n = 32000 \text{ MVA};$$

$$U_K = 10,5\%;$$

$$U_{BH} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{HH} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Расчет сопротивления системы:

$$x_{c.б} = \frac{S_B}{S_K} \quad (5.1)$$

$$x_{c.б} = \frac{1000}{2100} = 0,476.$$

Расчет сопротивления воздушной линии:

$$x_{ВЛ.б} = x_0 \times L \times \frac{S_B}{U_{cp.}^2} \quad (5.2)$$

$$x_{ВЛ.б} = \frac{0,124}{3} \times 25 \times \frac{1000}{115^2} = 0,078$$

Расчет сопротивления силового трансформатора:

$$x_{Т.В.б} = \frac{U_{к.в\%}}{100} \times \frac{S_B}{S_n} \quad (5.3)$$

$$x_{Т.В.б} = \frac{1,31}{100} \times \frac{1000}{32} = 0,409$$

где

$$U_{к.в\%} = U_K \times 0,125 \quad (5.4)$$

$$U_{к.в\%} = 10,5 \times 0,125 = 1,31.$$

$$x_{Т.Н.б} = \frac{U_{к.в\%}}{100} \times \frac{S_B}{S_n} \quad (5.5)$$

$$x_{Т.Н.б} = \frac{18,37}{100} \times \frac{1000}{32} = 5,74$$

где

$$U_{к.в\%} = U_{к} \times 1,75 \quad (5.6)$$

$$U_{к.в\%} = 10,5 \times 1,75 = 18,37$$

Произведен расчет 3-х фазного КЗ в точке К1 и рассчитана сумма сопротивлений на стороне 110 кВ и базисный ток:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{ВЛ.б} \quad (5.7)$$

$$x_{рез1} = 0,476 + 0,78 = 0,554$$

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{сн.}} \quad (5.8)$$

$$I_{б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,020 \text{ кА}$$

Найдены действующее значения тока в точке К1:

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез.1}} \times I_{б} \quad (5.9)$$

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{1}{0,554} \times 5,050 = 9,061 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{К1}^{(3)} \times \kappa_{уд}. \quad (5.10)$$

где: $\kappa_{уд.} = 1,7$ – ударный коэффициент.

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times 9,061 \times 1,7 = 21,985 \text{ кА}$$

Произведен расчет 3-х фазного короткого замыкания в точках К2, К3 определены суммы сопротивлений на стороне 6 кВ и базисный ток:

$$x_{рез2.3} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б} \quad (5.11)$$

$$x_{рез2.3} = 0,554 + 0,409 + 5,74 = 6,703$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \times U_{сн.}} \quad (5.12)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,642 \text{ кА}$$

Найдены действующие значения тока в точках К2, К3:

$$I_{K2,3}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез.2,3}} \times I_{\bar{\sigma}} \quad (5.13)$$

$$I_{K2,3}^{(3)} = \frac{1}{6,703} \times 91,642 = 13,67 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К2, К3:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \times I_{K2,3}^{(3)} \times \kappa_{y\delta}. \quad (5.14)$$

где: $\kappa_{y\delta} = 1,85$ – коэффициент ударный.

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \times 13,67 \times 1,85 = 35,76 \text{ кА}$$

5.2 Расчёт однофазных токов короткого замыкания

Произведён расчет тока однофазного КЗ в точке К1.

Расчет сопротивления прямой последовательности

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{БЛ.б} \quad (5.15)$$

$$x_{рез.н} = 0,476 + 0,078 = 0,554$$

Известно, что сопротивление прямой и обратной последовательности равны. Так как обмотки трансформатора соединены в «звезду с глухо заземленной нейтралью» из-за этого ее не учитываем в сопротивление системы.

Расчет сопротивления нулевой последовательности.

$$X_{рез.0n} = \frac{(X_{с.б} + X_{0.БЛ}) \cdot (X_{Т.В.б} + X_{Т.Н.б})}{(X_{с.б} + X_{0.БЛ} + X_{Т.В.б} + X_{Т.Н.б})} \quad (5.16)$$

$$x_{рез.0n} = \frac{(0,476 + 0,312) \times (0,409 + 5,74)}{(0,476 + 0,312 + 0,409 + 5,74)} = 0,6984$$

$$x_{0,ВЛ} = K \times x_{ВЛ.б} \quad (5.17)$$

$$x_{0,ВЛ} = 4 \times 0,078 = 0,312$$

где $K = 4$, усредненное значение отношения X_0 / X_1 для воздушных линии электропередач.

Расчет тока несимметричного К.З в точке К1.

$$I_{K1}^{(1)} = m^{(1)} \times \frac{E_{б}}{x_{рез.n} + \Delta x} \times I_{б} \quad (5.18)$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3 \times \frac{1}{0,554 + 1,252} \times 5,020 = 8,338 \text{ кА}$$

где

$$\Delta x = x_{рез.0n} + x_{рез1} \quad (5.19)$$

$$\Delta x = 0,554 + 0,698 = 1,252$$

Расчет однофазного ударного тока в точке К1:

$$I_{yд}^{(1)} = \sqrt{2} \times I_{K1}^{(1)} \times K_{yд} \quad (5.20)$$

$$I_{yд}^{(1)} = \sqrt{2} \times 8,338 \times 1,7 = 20,04 \text{ кА}$$

6 Выбор электрических аппаратов

Выбор коммутационных аппаратов и проводников для реконструируемой подстанции начинается с определения электрической схемы и расчётных условий, а собственно из: рассчитанных рабочих токов соединений и токов К.З.

При выборе коммутационных аппаратов надо учитывать род распределительной установки ее габариты, вес и стоимость, загрязнённость среды, удобство монтажа [6,9,13].

6.1 Выбор электрооборудования на стороне высокого напряжения 110 кВ

6.1.1 Выбор выключателей

При выборе выключателя руководствуемся параметрами, которые представлены в таблице 6.1.1.1

Произведен расчет, из которого определено время срабатывания выключателя:

$$\tau = t_{pz} + t_{cg} \quad (6.1)$$

где t_{pz} - время за которое сработает релейная защита, с;

t_{cg} - время за которое произойдёт отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04с$$

Для установки в ОРУ 110 рассмотрен элегазовый выключатель марки LW36A(B)BEL-126 производителя NEAG. Данный выключатель предназначен для установки в ОРУ и имеет рамную конструкцию со стойками, на которых установлены 3 фарфоровые фазные полюса. Привод выключателя установлен в шкафу, который находится в центре рамы он имеет 3-фазный пружинный рабочий механизм. Фарфоровые полюса заполнены элегазом среде которого происходит гашение дуги, также у выключателя есть прибор, который контролирует давление и плотность элегаза. У выключателя улучшена

механическая эффективность путем использования принципа накопленной энергии и оптимизации кинетической системы выключателя что способствовало снижению потребления энергии.

Проверка выключателей LW36A(B)BEL-126 на соответствие нашим условиям приведен в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Проверка выключателя LW36A(B)BEL-126.

№	Величины	Данные полученные в ходе расчетов	Формула	Данные полученные из каталога	Условия
1	Номинальное напряжение, U_n кВ	110	-	126	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2	Номинальный ток с расчетом на 40% перегрузки $I_{ном}$, А	225	$1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \times 115} = 225 A$	2000	$I_{max} \leq I_{ном}$
3	Отключающая способность: а) на симметричный ток отключения, кА б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з., $i_{ат}$, кА	9,053	$\frac{1}{0,554} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 9,053$	40	$I_{нт} \leq I_{ном}$
		5,75	$\sqrt{2} \times 0,449 \times 9,053 = 5,75$	23	$i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$
4	Электродинамическая стойкость (по сквозному и предельному току КЗ) кА	21,8	$\sqrt{2} \times 1,7 \times 9,053 = 21,8$	100	$i_{y\theta} \leq i_{нр.с.}$
5	Термическая стойкость (по тепловому импульсу), I_t кА ² ·с	3,28	$9,053^2 \times 0,04 = 3,28$	64	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_T$

Сравнив рассчитанные данные и каталожные можно сделать вывод, что данный выключатель марки LW36A(B)BEL-126 подходит для установки на реконструируемой подстанции. Устанавливаем элегазовый высоковольтный выключатель LW36A(B)BEL-126.

6.1.2 Выбор разъединителя

При выборе разъединителя руководствуемся параметрами, которые представлены в таблице 6.1.2.

Для установки в ОРУ 110 рассмотрены разъединители марки РН СЭЩ-110/1250 производства «Группа Компаний «Электрощит» - ТМ Самара». Данные разъединители предназначены для отключения и включения за ранее обесточенных участков электрической цепи, зарядных токов воздушных линий, токов Х.Х трансформаторов и для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке и заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей.

Проверка разъединителя РН СЭЩ-110/1250 на соответствие нашим условиям приведен в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 – Проверка разъединителя РН СЭЩ-110/1250

№	Величины	Данные полученные в ходе расчетов	Формула	Данные полученные из каталога	Условия выбора
1	Номинальное напряжение, U_n кВ	110	-	126	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2	Номинальный ток с расчетом на 40% перегрузки $I_{ном}$, А	225	$1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225$	1250	$I_{норм} \leq I_{ном}$
4	Электродинамическая стойкость; кА	21,8	$\sqrt{2} \times 1,7 \times 9,053 = 21,8$	80	$i_{уд} \leq i_{нр.с.}$
5	Термическая стойкость $кА^2 \cdot с$	3,28	$9,053^2 \times 0,04 = 3,28$	31,5	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_T$

Сравнив рассчитанные и каталожные данные можно сделать вывод, что данный разъединитель РН СЭЩ-110/1250 подходит для установки в ОРУ 110. Устанавливаем разъединители марки РН СЭЩ-110/1250.

6.1.3 Выбор трансформатора тока

При выборе трансформатора тока руководствуемся параметрами, которые представлены в таблице 6.1.3.

Для установки ОРУ 110 рассмотрен элегазовый трансформатор тока марки ТОГФ-110 производства «ЗЭТО». Данные трансформаторы предназначены для формирования и передачи сигнала, полученного в ходе изменений устройствам защиты и управления, измерительным приборами в ОРУ и ЗРУ.

Проверка трансформатора тока ТОГФ-110 на соответствие нашим условиям приведен в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110

Величины	Формула	Данные полученные в ходе расчетов	Значения	Данные полученные из каталога
Номинальное напряжение, кВ.	-	110	-	126
Номинальный длительный ток с расчетом на 40% перегрузки току I _{ном} , А	$I_{ном} = 1,4 \times \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225$	225	600
Электродинамическая стойкость, кА.	$i_{уд} \leq \sqrt{2} \times k_{эд} \times I$	$\sqrt{2} \times 1,5 \times 225$	47	80
Термическая стойкость, кА ² ·с.	$B_k \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{терм}$	$(1,3 \cdot 224,9)^2 \cdot 0,04$	34,04	94,5

Трансформатор удовлетворяет параметрам сети: по напряжению, току и тепловому импульсу. Далее выбраны измерительные приборы и рассчитаны нагрузки вторичных обмоток трансформатора тока и внесены в таблицу 6.1.4.

Таблица 6.1.4 – Нагрузка и тип прибора

№	Приборы	Мощность потребляемая прибором, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр РА194I-K	5	-	-
2	Ваттметр PS194P-K	4	4	4
Итого		9	4	4

Для расчета сечений проводов вторичных цепей трансформатора тока выбрано сопротивление контактов:

$$z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом},$$

Максимальное сопротивление цепей, подключенных к обмотке составляет:

$$z_{\text{макс}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Материал соединительных проводов выбран из меди длиной $l = 80\text{м}$, который имеет удельное сопротивление $\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$. Анализ и расчет нагрузок вторичных обмоток ТТ сведен в таблицу 6.1.5.

Таблица 6.1.5 – Нагрузки вторичных обмоток

Параметры	Формула	Результаты расчетов
Сопротивление приборов $z_{\text{устр}}$, Ом	$z_{\text{устр.}} = \frac{S_{\text{сумм}}}{I_{2\text{н}}^2}$	$z_{\text{устр}} = \frac{0,5}{9^2} = 0,006\text{Ом}.$
Сопротивление проводов $z_{\text{пров}}$, Ом	$z_{\text{пров.}} = z_{\text{макс}} - z_{\text{конт}} - z_{\text{устр}}$	$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,1 - 0,006 = 1,094 \text{ Ом}.$
Сечение проводов расчетное S , мм ²	$S = \frac{\rho \cdot 2l}{z_{\text{пров}}}$	$S = \frac{0,018 \cdot (2 \cdot 80)}{1,094} = 2,63 \text{ мм}^2.$
Выбраны медные провода с сечением 4 мм ²		

6.1.4 Выбор трансформатора напряжения

Для установки в ОРУ 110 рассмотрен трансформатор напряжения НАМИ-110 производства компанией ЭТК «ОНИКС». Данный трансформатор является антирезонансным масляным герметичным трансформатором напряжения предназначенный для установки в сетях 3-х фазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью. Предназначен для формирования сигналов и передачи к приборам измерения и защитным устройствам.

Условия для выбора трансформаторов напряжения:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}} \quad (6.2)$$

$$110\text{кВ} \leq 126\text{кВ}$$

- по классу точности;
- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (6.3)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \times \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \times \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (6.4)$$

В таблице 6.1.6 представлены прибор подключенные к вторичным обмоткам.

Таблица 6.1.6 – Нагрузки вторичной цепи НАМИ-110

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузки (марка прибора)	
	$P_{устр}$, Вт	$Q_{устр}$, Вар
Ваттметр	0,114 (PS194P)	0,278 (PS194P)
$S_{сумм}$, ВА	0,3	

$$0,3BA \leq 120BA$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ-110 соответствует всем предъявляемым требованиям.

6.1.5 Выбор гибких шин

Гибкие шины на подстанциях в основном выполняются проводами марки АС. Сечение таких шин выбираются по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_{э.к}} \quad (6.5)$$

где $j_{э.к}$ - нормированная плотность тока, А/мм²

$$j_{э.к} = 1A / мм^2$$

$$I_{раб.норм} = 167A$$

$$s = \frac{167}{1} = 167 мм^2$$

Выбран провод марки АС 185/24 – это неизолированный сталеалюминевый провод, сердечник которого выполнен из семи стальных проволок, а остальная часть — из двух повивов алюминиевых проволок.

Сечение провода:

$$s = 185 \text{ мм}^2$$

Диаметр провода:

$$d = 18,9 \text{ мм}$$

Длительно допустимый ток:

$$I_{\text{дон}} = 520 \text{ А}$$

Далее выбранный провод АС 185/24 проверен по следующим условиям:

– по условию нагрева по длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$224,9 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$$

– по условию коронирования:

$$E_0 = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,229}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (6.6)$$

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,229}{\sqrt{9,45}}\right) = 26,69 \text{ кВ / см}$$

$$E = \frac{0,354 \times 110}{r_0 \times \lg \frac{D}{r_0}} \quad (6.7)$$

$$E = \frac{0,354 \times 110}{9,45 \times \lg \frac{1,26 \times 100}{9,45}} = 3,66 \text{ кВ / см}$$

$$1,07 \times E \leq 0,9 \times E_0$$

$$1,07 \times 3,66 = 3,91 \leq 0,9 \times 26,69 = 24,02$$

Провод АС 185/24 подходит по всем условиям.

6.1.5 Выбор ограничителе перенапряжения

Для установки в ОРУ 110 выбраны ограничители перенапряжения марки ОПН–П1–150/100/10/2УХЛ1 производства компанией «ЗЭТО».

6.2 Выбор электрооборудования на стороне низкого напряжения 6 кВ

6.2.1 Выбор выключателя на сторону низкого напряжения 6 кВ

При выборе выключателя руководствуемся параметрами, которые представлены в таблице 6.2.1.

Для установки в КРУ 6 кВ рассмотрены выключатели марки ВВ/TEL – 10 ISM15-Shell-2. Данные вакуумные выключатели используют сетях трёхфазного переменного тока, для коммутирования электрических цепей при нормальных и аварийных режимах с номинальным напряжением до 10 кВ включительно с разными видами нейтралей. ВВ/TEL устанавливаются в новых и реконструируемых КРУ станций и подстанций, участвуют распределение электрической энергии во всех отраслях народного хозяйства, в том числе нефтехимической, химической, нефтегазодобывающей и перерабатывающей.

Проверка выключателей ВВ/TEL – 10 ISM15-Shell-2 на соответствие нашим условиям приведен в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Проверка выключателя ВВ/TEL – 10 ISM15-Shell-2

№	Величины	Данные полученные в ходе расчетов	Данные полученные из каталога	Условия
1	Номинальное напряжение, U_n кВ	6	10	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2	Номинальный ток $I_{ном}$, А	2566	3150	$I_{max} \leq I_{ном}$
3	Отключающая способность: на симметричный ток отключения, кА	30,383	31,5	$I_{нт} \leq I_{ном}$
4	Электродинамическая стойкость (предельному сквозному току к.з.) кА	68,759	80	$i_{уд} \leq I_{пр.с.}$
5	Термическую стойкость (тепловому импульсу), I_t кА ² ·с	137,71	3969	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_T$

По результатам всех проверок выключатель марки ВВ/TEL – 10 ISM15-Shell-2 соответствует всем требованиям и принимается к установке в КРУ на стороне низкого напряжения. Все выключатели 6 кВ устанавливаются на выкатной элемент.

6.2.2 Выбор трансформатора тока

При выборе трансформатора тока руководствуемся параметрами, которые представлены в таблице 6.2.2.

Для установки в КРУ 6 кВ рассмотрены трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10 производства «Электрощит Самара». Данные трансформаторы предназначены для формирования и передачи сигнала измерительной информации приборам сигнализации, защиты и автоматики, управления и измерения так же служит для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии.

Проверка трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10 на соответствие нашим условиям приведен в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10

Величины	Формула	Расчетные значения	Каталожные данные оборудования
Номинальное напряжение, кВ.	-	6	12
Номинальный длительный ток $I_{ном}$, А	$I_{ном.} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном}$	2566	3000
Электродинамическая стойкость, кА.	$i_{уд} \leq \sqrt{2} \times k_{эд} \times I$	68,8	80
Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с.$	$W_k \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{терм}$	147,05	4800

Трансформатор удовлетворяет параметрам сети: по напряжению, току и тепловому импульсу. Далее выбраны измерительные приборы и рассчитаны нагрузки вторичных обмоток трансформатора тока и внесены в таблицу 6.2.3.

Таблица 6.2.3. – Нагрузка и тип прибора

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузка S , ВА на фазы:		
	A	B	C
Счетчик активной и реактивной энергии	0,8(СЭТ – 4ТМ.03М)	0,8(СЭТ – 4ТМ.03М)	0,8(СЭТ – 4ТМ.03М)
Амперметр	0,5(РА194I)	0	0
Ваттметр	0,07(PS194P)	0,07(PS194P)	0,07(PS194P)
Варметр	0,5(Д – 304)	0,5(Д – 304)	0,5(Д – 304)
Итого сумма $S_{\text{сумм}}$	1,87	1,37	1,37

Для расчета сечений проводов вторичных цепей трансформатора тока выбрано сопротивление контактов:

$$z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом},$$

Максимальное сопротивление цепей, подключенных к обмотке составляет:

$$z_{\text{макс}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Материал соединительных проводов выбран из меди длиной $l = 6\text{ м}$, который имеет удельное сопротивление $\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$. Анализ и расчет нагрузок вторичных обмоток ТТ сведен в таблицу 6.2.4.

Таблица 6.2.4. – Нагрузки вторичных обмоток

Параметры		Формула	Результаты расчетов
Сопротивления	Приборов $z_{\text{устр}}, \text{ Ом}$	$z_{\text{устр.}} = \frac{S_{\text{сумм}}}{I_{2\text{н}}^2}$	$z = \frac{1,87}{5^2}$ $= 0,074 \text{ Ом}.$
	Проводов $z_{\text{пров}}, \text{ Ом}$	$z_{\text{пров.}} = z_{\text{макс}} - z_{\text{конт}} - z_{\text{устр}}$	z $= 1,2 - 0,1 - 0,074$ $= 1,026 \text{ Ом}.$
Сечение проводов расчетное $S, \text{ мм}^2$		$S = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}}$	$S = \frac{0,018 \cdot 6}{1,026}$ $= 0,1 \text{ мм}^2.$
Выбраны медные провода с сечением $2,5 \text{ мм}^2$			

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Для установки в КРУ 6 кВ рассмотрен трансформатор напряжения НАМИТ-6. Данный трансформатор является антирезонансным трансформатором напряжения предназначенный для формирования и передачи сигнала измерительной информации приборам защиты, автоматики, измерения, управления и сигнализации в электрических сетях.

Выбор трансформатора напряжения производим по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_{ном} \quad (6.8)$$

$$110кВ \leq 126кВ$$

- по классу точности;
- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (6.9)$$

$$11,03В \times A \leq 150В \times A$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \times \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \times \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (6.10)$$

В таблице 6.2.5 представлены приборы подключенные к вторичным обмоткам.

Таблица 6.2.5 – Нагрузки вторичной цепи НАМИТ-6

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузки (марка прибора)	
	$P_{устр}$, Вт	$Q_{устр}$, Вар
Счетчик активной и реактивной энергии	1,0(СЭТ-4ТМ.03М)	0,92(СЭТ-4ТМ.03М)
Варметр	4(Д – 335/1)	0(Д – 335)
Ваттметр	4(Д – 335)	0(Д – 335)
Вольтметр	2(Э-335)	0(Э-335)
Итого	11	0,92

6.2.4 Выбор жестких шин

Для ошиновки на стороне 6 кВ рассмотрены к установке шины прямоугольного сечения.

Определяем расчетные токи:

$$I_{ном} = \frac{S_{Г.ном}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{ном}} \quad (6.11)$$

$$I_{ном} = \frac{32000}{2 \times \sqrt{3} \times 6,3} = 1466,2 \text{ A}$$

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{Г.ном}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{ном}} \quad (6.12)$$

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{32000}{2 \times \sqrt{3} \times 6,3} = 2052,8 \text{ A}$$

По экономической плотности тока, выбраны следующие сечения шин:

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{J_{э}} \quad (6.13)$$

$$J_{э} = 1,3$$

$$S_{э} = \frac{1466,2}{1,3} = 1127,8 \text{ мм}^2$$

Принимаются шины прямоугольного сечения (120x10) мм².

$$I_{max} \leq I_{дон} \quad (6.14)$$

$$2052,8 \text{ A} \leq 2070 \text{ A}$$

Проверка по условию термической стойкости:

$$S_{терм} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (6.15)$$

$$S_{терм} = \frac{\sqrt{14705} \times 10^3}{90} = 1149,6 \text{ мм}^2$$

$$s_{min} = 1149,6 \leq s = 1200 \text{ мм}^2$$

Условия соблюдаются шины термически стойки.

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \times \pi \times l^2} \times \sqrt{\frac{E \times J}{m}} \quad (6.16)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \times 3,14 \times 0,5^2} \times \sqrt{\frac{7 \times 10^{10} \times 1 \times 10^{-8}}{3,24}} = 209,4 \text{ Гц}$$

где $l=0,5$ - расстояние между изоляторами, м;

$$J_0 = \frac{h \times b^3}{12} \quad (6.17)$$

$$J_0 = \frac{12 \times 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4 = 1 \times 10^{-8} \text{ м}^4$$

m - масса шины на единицу длины, кг/м.

$E = 7 \times 10^{10}$ - модуль упругости шины, Па;

$r_1 = 4,73$ - параметр частоты шины;

Массу на единицу длины шины определяется, зная сечение, плотность материала шины (для алюминия $2,7 \cdot 10^{-3}$ кг/см³), приняв длину 100 см:

$$m = 2,7 \times 10^{-3} \times (12 \times 1) \times 100 = 3,24 \text{ кг/м.}$$

- условия выполняются т.к $200 \text{ Гц} \leq 209 \text{ Гц}$ механического резонанса не возникнет.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times l_{\text{из}}^2 \times i_{\text{уд}}^2 \times k_{\phi} \times k_{\text{расп}}}{\lambda \times W \times a} \quad (6.18)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times 0,5^2 \times 35760^2 \times 1 \times 1}{12 \times 0,8 \times 2 \times 10^{-6}} = 2,8 \text{ МПа}$$

где $\lambda = 12$ - коэффициент условия закрепления шин;

$a = 0,8$ м – межфазное расстояние; $l_{\text{из}} = 0,5$ м – длина пролета;

$k_{\phi} = 1$ - коэффициент формы;

$k_{\text{расп}} = 1$ - коэффициент взаимного расположения проводников;

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{12 \cdot 1^2}{6} = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \text{ момент сопротивления поперечного сечения}$$

шины.

$$\sigma_{\text{раб}} = 2,8 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа.}$$

Условия соблюдаются, шины механически прочны.

7 Релейная защита главной понизительной подстанции №1

Согласно ПУЭ на главных понизительных подстанциях устанавливаются следующие виды защит. Для защиты трансформаторов предусмотрены: газовая защита и ДЗТ с действием на отключение вводных выключателей со стороны ВН и НН и релейная защита вводов НН выполненная 2-х ступенчатой МТЗ, защита отходящих линии осуществляется с помощью МТЗ и МТО с действием на отключение высоковольтного выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

На ГПП предусмотрена следующая автоматика: на секционном выключателе низкого напряжения автоматический ввод резерва (АВР) при пропадании напряжения и отключении вводов на питающей линии.

Релейная защита и автоматика на реконструируемой подстанции морально и физически устарела, что при возникновении аварийной ситуации может привести к отказу срабатывания или же к ложному срабатыванию. Что повлечет за собой ущерб производству и нарушению электроснабжения ответственных потребителей так как подстанция питается от потребителей 1й и 2й категории по надежности электроснабжения. Предлагается заменить устаревшую релейную защиту подстанции на более современное [14,15]. Для защиты силового трансформатора рассмотрим интеллектуальное электронное устройство RET650, а для защиты распределительно устройства терминал REF 542plus совместно с устройством быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) SUE 3000. Все представленные устройства произведены компанией АВВ.

RET650 – это интеллектуальное электронное устройство (ИЭУ) которая является селективной и быстродействующей защитой, с возможностью управления и мониторинга, предназначены для защиты всех типов трансформаторов. Данное ИЭУ в своем функциональном блоке дифференциальной защиты может имеет до 6 трехфазных токовых входов что позволяет выполнять защиту в схемах с несколькими выключателями на любой

стороне трансформатора. В RET650 реализованная поддержка протоколов связи что позволяет подключать их к АСУ, а также можно использовать в качестве отдельных многофункциональных устройств. ИЭУ защиты трансформатора предлагают несколько решений для регулирования напряжения. Имеется решение совмещённых в одном устройстве функций основных и резервных защит трансформатора с автоматикой регулирования напряжения и решение выполнения автоматики регулирования напряжения на отдельном устройстве.

ИЭУ RET650 может автоматически регулировать напряжения сети с помощью РПН одного трансформатора или двух трансформаторов, работающих параллельно.

ИЭУ RET650 предлагают перспективную концепцию на базе максимальной гибкости применения, тем самым являясь эффективным решением как для новых, так и для реконструируемых объектов. Объединение функций основной и большого набора резервных защит в данных устройствах повышает производительность энергосистемы в целом. Кроме того, сокращается время на конфигурирование, наладку и ввод устройств в эксплуатацию, а также сокращаются необходимое пространство и число запасных частей.

В составе шкафа могут поставляться устройства RET650 как с типовым, так и с выбранным заказчиком аппаратно-программным составом для защиты любого типа трансформатора. Возможность выбора функционального состава устройств позволяет полностью адаптировать их под технические требования. Типовые решения на устройствах RET650 упрощают работу, вследствие заданного базового функционального состава и разработанной конфигурации на основе проверенных технических решений.

Терминал управления и защиты распределительного устройства REF 542plus объединяет в себе все вспомогательные функции. В этом многофункциональном терминале предусмотрена функция самоконтроля. Все функции разработаны как произвольно настраиваемые программные модули.

Поэтому данный терминал может с легкостью удовлетворить широкий диапазон требований для подстанций среднего напряжения. Универсальность программного обеспечения делает возможным использование терминала REF 542plus в любом распределительном устройстве независимо от требуемого конкретного приложения.

Терминал REF 542plus предоставляет следующие возможности:

- Защита
 1. Токовая защита
 2. Защита по напряжению
 3. Защита линии
 4. Дифференциальная защита для трансформаторов и электродвигателей
 5. Тепловая защита
 6. Защита характерная для электродвигателей
 7. Функции качества электроэнергии
- Измерения
 1. Токи фаз
 2. Фазные напряжения
 3. Остаточный ток и напряжение
 4. Частота
- Управление
- Контроль и самодиагностика
- Связь
 1. SPA;
 2. ABB LON в соответствии с определениями, содержащимися в руководстве по применению локальной операционной сети (LAG) 1.4;
 3. MODBUS RTU;
 4. MODBUS TCP;

5. IEC 60870-5-103 с расширениями функций управления согласно требованиям VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke = Ассоциация немецких электроэнергетических компаний);

6. IEC 61850 (только вертикальная связь, сообщения GOOSE не поддерживаются).

Устройство быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) SUE 3000 гарантирует оптимальное обеспечение бесперебойным электропитанием. Благодаря автоматическому переключению на резервный источник питания данный прибор гарантирует продолжение подачи электроэнергии к потребителям и предохраняет последующие процессы от дорогостоящего простоя. Кроме того, возможность выполнять переключения вручную, например, для целенаправленных коммутационных операций, значительно упрощает эксплуатацию установки.

Устройство быстродействующего автоматического ввода резерва SUE 3000 можно использовать везде, где сбои в подаче электроэнергии могут привести к прекращению работы и стать причиной расходов.

Для обеспечения бесперебойной работы оборудование подключается как минимум к двум независимым друг от друга источникам питания и оснащается устройствами для быстрого переключения.

При этом задача устройства БАВР состоит в том, чтобы в случае сбоя в подаче электроэнергии обеспечить дальнейшую работу всех подключенных потребителей путем максимально быстрого переключения на резервное питание с учетом различных физических факторов.

Устройство SUE 3000 обладает широкой областью применения и готово к подключению к самым разнообразным видам распределительного оборудования.

Расчеты релейной защиты [10,11] главной понизительной подстанции представлены в таблицах 7.1-7.3.

Таблица 7.1 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

№	Величины и единица	Формула для расчетов	$S_{ном.т} = 32\text{MVA}$
---	--------------------	----------------------	----------------------------

	измерения		115 кВ	6,3 кВ	6,3 кВ
1	Первичный ток на стороне защищаемого тр-р., соответ. его ном. мощности	$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \times U_{ном.ср}}$	161,1	5867	

Продолжение таблицы 7.1

2	Схема соед. ТА, коэф. схемы	$K_{сх}$	Δ 1,73	Y 1	Y 1
3	Коэф. трансформации тр-р тока ТА	K_I	300/5	4000/5	4000/5
4	Втор. ток в плечах защиты, соответ. ном. мощности защищаемого тр-р, А	$I_{нв} = \frac{I \times K_{сх}}{K_I}$	4,64	7,3	7,3
5	Сторона, к ТА которой целесообразно присоединять обмотку торможения		На $\sum I$ ТА установленных в цепи каждой из обмоток		
6	$I_{мин}$ срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания, А	$I_{с.з.мин} = 1,5 \times I_{ном}$	1,5 · 161,1 = 241,65 А		
7	Ток срабатывания реле для основ. стороны, приведённой к стороне ВН, А	$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.мин} \times K_{сх}}{K_I}$	$\frac{241,65 \cdot 1,73}{300 / 5} = 6,96 \text{ А}$		
8	Число витков обмотки НТТ для основной стороны: -расчётное -принятое	$W_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$ $W_{осн.расч} = W_{2ур.}$	100/6,96 = 14,36 $W_{осн.расч} = W_{2ур.} = 15$		
9	Уточнённое значение тока срабатывания защиты, А	$I_{с.з.мин} = \frac{F_{ср} \times K_I}{W_{осн.} \times K_{сх}}$	$\frac{100 \cdot 300 / 5}{15 \cdot 1,73} = 231,12 \text{ А}$		
10	Число витков обмотки НТТ для не основной стороны:	$W I_{неосн.расч} = \frac{I_{НВ.осн} \times W_{осн.}}{I_{наи.В1}}$	$\frac{4,64 \cdot 15}{7,3} = 9,53$		

	- расчётное - принятое	$W1 = W1_{yp}$ $W2 = W2_{yp}$	$W1 = W1_{yp} = 9$ $W2 = W2_{yp} = 9$
11	Результ. ток в тормозной обмотке, приведённый к расчёт. стороне, А	$I_{торм.} = (I_{тр.НН} - I_{тр.ВН})$	1181

Продолжение таблицы 7.1

12	Первич. расчёт. ток небаланса с учётом составляющей $I_{нб\ расч}''$, А	$I_{нб,расч.} = (\kappa_{ан} \cdot \kappa_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{нmax}) + ((\Delta U_{\alpha} \cdot \kappa_{тока\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot \kappa_{тока\beta}) \cdot I_{кmax}) + (\frac{W_{1расч.} - W_1}{W_{1расч.}} \cdot \kappa_{ток1} \pm \frac{W_{2расч.} - W_2}{W_{2расч.}} \cdot \kappa_{ток2}) \cdot I_{кmax}$	$I_{нб,расч.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1181) + ((0,16 \cdot 1181) + (\frac{9,53 - 9}{9,53} \cdot 0,5 + \frac{9,53 - 9}{9,53} \cdot 1) \cdot 1181) = 307,1 \text{ А}$ $K_{ан} = 1, K_{одн} = 1, \varepsilon = 0,1$
13	Число витков тормозной обмотки НТТ реле - расчётное - принятое	$W_{торм\ расч.} = \kappa_{отс} \cdot \frac{I_{н.в.осн.} \cdot W_{раб\ расч}}{I_{торм} \cdot tg\alpha}$ $W_{торм} \geq W_{тормрасч.}$ число витков выбираем из числа 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24	$1,5 \cdot \frac{307,1 \cdot 9,53}{1181 \cdot 0,87} = 4,27$ $K_{отс} = 1,5$ $tg\alpha = 0,87$ 5
14	Чувствительность защиты при отсутствии торможения	$\kappa_{\tau} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}}$	$\frac{778 \cdot 0,87}{241,65} = 2,8 > 2$
15	Чувствительность защиты, когда имеется торможение		
15.1	Втор. ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне ВН, А	$i_{p1} = \frac{I_{к.мин}^{(2)} \cdot \kappa_{сх}}{\kappa I_{вн.}}$	$\frac{778 \cdot 0,87 \cdot 1,73}{300/5} = 19,51 \text{ А}$
15.2	Втор. ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне НН и тормозной обмотки, А	$i_{p2} = i_{торм.p} = I_{к.мин}^2 \cdot \frac{U_{вн} \cdot (1 + \Delta U_{рtn} / 100)}{U_{нн}} \cdot \kappa_{сх}$	$\frac{778 \cdot 0,87 \cdot \frac{126}{6,3} \cdot 1,73}{4000/5} =$
15.3	Рабочая МДС НТТ реле, А	$F_{раб} = \sum_1^n i_{p1} \cdot W_i$	674,2

15.5	Рабочая МДС срабатывания реле в условиях на грани срабатывания при рассматриваемом. КЗ	$F_{\text{ср. раб.}}$	300
16	Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{раб.}}}{F_{\text{ср. раб.}}}$	$\frac{674,2}{300} = 2,25 > 2$, условие выполняется

Таблица 7.2 - Расчёт максимальной токовой защиты от перегрузки

Величины, единицы измерения		Расчётная формула	Трансформатор S = 32 МВА					
			МТЗ на стороне		Защита от перегрузки	Реле обдувки на 6,3 кВ	Реле блокировки на 6,3 кВ	
			115 кВ.	6,3 кВ				
Первичные ном. токи		$I_n = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нсп}}}$	160,6	2799,2= 2x1399,63	2799,2= 2x1399,63			
Коэффициент трансформации и схема соединения ТА		n_m	300/5=60 $\Delta K_{\text{сх}}=\sqrt{3}$	4000/5=800 Y; $K_{\text{сх}}=1$	4000/5=800 Y; $K_{\text{сх}}=1$			
Первич. ток срабатывани я защиты, А	максимально- токовой	$I_{\text{с.з.}} = \frac{I_n \cdot \kappa_n \cdot m_{\text{сн}}}{\kappa_{\theta}} \quad \kappa_n = 1,2;$ $\kappa_{\theta} = 0,8$	339,6	5919	-	-	-	
	от перегрузки	$I_{\text{с.з.}} = \frac{I_n \cdot \kappa_n}{\kappa_{\theta}} \quad \kappa_n = 1,05 \quad \kappa_{\theta} = 0,8$	-	-	1836,1	-	-	
	реле обдувки на стороне	6,3 кВ	$0,7 \cdot I_n$	-	-	-	979,3	-
		115 кВ	I_n	-	-	-	-	-
	реле блок.регул-р	$2 \cdot I_n$					5598,4	
Ток уставки реле, А		$i_{\text{ср}} = \kappa_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_m}$	12,17	8,59	3	1,6	9,16	
Коэф. чувствительности		$\kappa_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к минВ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к мин}}}{I_{\text{с.з.}}}$	1,61>1,5	1,97>1,5	-	-	-	
Пределы уставки			5...20 А	5...20 А	1,5...6 А	0,5...2А	5...20 А	

Таблица 7.3 - Расчет МТЗ на секционных выключателях

№	Величины	Обозначение, расчётная формула	S = 32 МВА, 6,3 кВ
1	Кэф. трансформации и схема соедин. ТА	n_m	4000/5=800, Y
2	Первич. расчётный ток срабатывания защиты на вводе 6 кВ силового тр-р, А	Ис.з. – защита ввода от трансформатора	6869,9
3	Первич. расчётный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой тр-р, А	$I_{с.з.} = I_{с.з.} \cdot K_c$ $K_c = 0,85$	5792,65
4	Ток уставки реле, А	$i_{cp} = K_{cx} \cdot \frac{I_{с.з.}}{n_m}$	7,3
5	Чувствительность защиты	$K_{\chi} = \frac{I_{кмах}^{(3)} \cdot 0,87}{I_{с.з.}}$	2,67 > 1,5
6	Пределы уставки		5...20 А

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР бакалавра была произведена реконструкция главной понизительной подстанции №1 ООО «Сибур Тольятти».

При работе над выпускной квалификационной работой были разработаны рекомендации по реконструкции главной понизительной подстанции №1. Реализация данных рекомендации даст возможность повысить надежность и безопасность так же экономичность эксплуатации подстанции.

На основе предоставленных данных заводом ООО «Сибур Тольятти» были построены графики годовых нагрузок и составлены однолинейные схемы и чертежи расположения оборудования на ГПП-1. По расчетам потребляемой мощности ГПП и по экономическому расчёту был произведен выбор двух силовых трансформатора типа ТРДН-32000/110/6 и принято решение изменения схемы питания подстанции на №110-13 «Две рабочие системы шин». Произведены расчеты трехфазных и однофазных КЗ на стороне высокого напряжения и расчеты трехфазных КЗ на стороне низкого напряжения. Основываясь на расчеты токов КЗ был произведен выбор оборудования подстанции. Также произведена замена релейной защиты на более современные микропроцессорные интеллектуальные электронные устройства от компании АВВ.

Реконструированная подстанция соответствует нормам технологического проектирования и обеспечит надежное электроснабжение потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс] / URL: <https://www.elec.ru> – Яз. рус. (дата обращения 13.01.2018 г.).
2. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2007-07-12.–М.: Филиал ОАО«НТЦ электроэнергетики»- ВНИИЭ, МЭИ. 2007.– 44 с.
3. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.[Электронный ресурс]. изм. 1999г. Москва.
4. СТО 56947007-29.240.30.010.-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. – введ. 2003.06.30. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС. 2015
5. СНиП 12-04-02 Безопасность труда в строительстве. Часть 2 [Электронный ресурс]. – введ. 2002.06.30. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС. 2002.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования/ Б.И. Кудрин.– М.: ИЦ Академия. 2015.-192с.
7. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции/ учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В.Степкина,, В.М.Салтыков. –Тольятти. 2012-124с.
8. Кокин С.Е., Схемы электрических соединений подстанций/ учебное пособие/ С.Е.Кокин, С.А.Дмитриева, И.И. Хальская- Екатеринбург, Издательство Уральского университета. 2015-248с.
9. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения/ Учебник /В.Д. Маньков– С.: Прокниг. 2010.
10. Самолина О.В. Моделирование релейной защиты элементов системы электроснабжения: лабораторный практикум для студентов очной и заочной формы обучения/ О.В.Самолина, С.В. Шаповалов.-Тольсти:ТГУ. 2012.-47с.

11. Салтыкова О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования/О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина.-Тольятти:ТГУ. 2012.-47с.

12. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор» [Электронный ресурс]: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. – Тольятти, 2016. – 126 л.

13. Устройства комплектные распределительные серии К-104м напряжению 6÷10 кв. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://zsea.ru/docs/kru-k104m.pdf>. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 08.05.2018 г.).

14. Защита трансформатора RET650. Руководство по продукту [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.chuvashia.com/home/abb/pdf/ret650_pg.pdf. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 11.05.2018 г.).

15. Многофункциональный терминал защиты и управления распределительным устройством REF 542plus. Руководство оператора [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://abblibrary.s3.amazonaws.com/public/b75960bcc5c4f990c12575d90036461e/REF542plus_OM_756294_RUc.pdf?filename=REF542plus_OM_756294_RUc.pdf. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 11.05.2018 г.).

16. Трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 10,20 [Электронный ресурс] : сайт компании Электрощит Самара / URL : <http://www.electroshield.ru/transformatortoka-tshl-seshch-10-20> (дата обращения 26.03.2018)

17. Edvard C. Maintenance Of Low V oltage Circuit Breakers [Электронный ресурс]/ С. Edvard //ER:Electrical Review.2016. <http://electrical-engineering-portal.com/maintenance-oflow-voltage-circuit-breakers> (дата обращения 22.04.2018)

18. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс] / Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu,

Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. Режим доступа: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения 22.04.2018 г.).

19. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс] / Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao Режим доступа: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения 26.04.2018 г.)

20. Prof. Baosen Zhang. Fundamentals Of Electrical Energy Systems (Power Applications of Electricity)[Электронный ресурс]/ Prof. Baosen Zhang // <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/electrical-engineering/energy-systems> (дата обращения 26.04.18)

21. Edvard C. Lighting Essentials You Can't Deny [Электронный ресурс]/ C. Edvard// ER:Electrical Review.2016. <http://electrical-engineering-portal.com> (дата обращения 01.03.2018).

22. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М. 2010. – 158с.