

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 системы электроснабжения производственного корпуса по  
выпуску изопрена

Обучающийся

А.В. Кузнецов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2022

## Аннотация

Бакалаврская работа направлена на разработку мероприятий по реконструкции действующей системы электроснабжения производственного корпуса по выпуску изопрена на химическом предприятии.

По методу упорядоченных диаграмм в работе выполнен расчёт ожидаемой электрической нагрузки от силовых электроприемников производственного корпуса.

Расчётным путём определена целесообразная мощность силовых трансформаторов для установки на комплектной трансформаторной подстанции, питающей производственный корпус. Выполнен расчёт необходимой мощности средств компенсации реактивной электрической энергии.

Произведён выбор по номинальным параметрам и проверка на устойчивость к токам короткого замыкания проводников и коммутационных аппаратов, расположенных во внутрицеховой системе электроснабжения.

Составлена расчетная схема, схема замещения и определены расчетные точки для вычисления максимальных значений токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в системе электроснабжения.

Выполнен анализ возможных к применению схем внутреннего электроснабжения предприятия, произведён расчёт системы молниезащиты производственного корпуса, а также системы защитного заземления.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки, выполненной в объёме 63 страниц, включающей в себя 5 таблиц с результатами расчётов и 4 графических рисунка с внешним видом электрооборудования и электрическими схемами. Графическая часть работы состоит из 6 листов, выполненных на формате А1 и включающих в себя электрические схемы, план разрез трансформаторной подстанции и чертежи основного выбранного электрооборудования.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта реконструкции .....	5
2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок, создаваемых силовыми электроприемниками производственного корпуса.....	8
2.1 Расчёт нагрузок от силовых щитов .....	8
2.2 Определение нагрузок от системы внутреннего электрического освещения .....	14
2.3 Определение значений итоговой расчётной нагрузки по производственному корпусу .....	14
3 Выбор числа и номинальной мощности цеховых трансформаторов .....	16
4 Выбор электроаппаратов и кабелей для системы внутреннего электроснабжения производственного корпуса.....	28
4.1 Выбор кабелей .....	28
4.2 Предварительный выбор автоматических выключателей для установки на стороне 0,4 кВ .....	29
4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока для установки в КТП ...	35
5 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения .....	36
5.1 Расчёт параметров элементов, входящих в схему замещения .....	36
5.2 Выполнение расчётов токов коротких замыканий в характерных точках .....	39
6 Выполнение проверки ранее выбранного электрооборудования к негативному воздействию токов коротких замыканий.....	52
6.1 Проверка ранее выбранных автоматов .....	52
6.2 Проверка выбранного ранее кабеля по потере напряжения.....	54
7 Расчёт параметров молниезащиты производственного корпуса .....	57
Заключение .....	59
Список используемых источников.....	61

## Введение

ПАО «Татнефть» занимает лидирующие позиции по промышленному использованию сопутствующих продуктов газодобычи и нефтехимии. Предприятия группы компаний занимаются переработкой попутного газа получаемого при добыче нефти, его транспортировкой, разделением на отдельные составляющие и переработкой в другие виды химических соединений для дальнейшего использования.

«Нефтеперерабатывающая отрасль в настоящий момент динамично развивается, появляются новые виды современного оборудования и прогрессируют сами технологии нефтедобычи и ее переработки, что приводит к необходимости быстрой и гибкой модернизации технологического процесса на предприятии. Введение в эксплуатацию новых промышленных установок приводит к необходимости сооружения не только строительной части, но и проектирования современной системы электроснабжения, отвечающей жестким требованиям к надежности электроснабжения» [7].

Поскольку электрические сети предприятия были введены в эксплуатацию много лет назад, то возникла острая необходимость в проведении глубокой реконструкции и замене устаревшего оборудования на новые современные аналоги для повышения надёжности выпуска продукции и снижения риска возникновения аварийных ситуаций.

Кроме того, разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения выполняется в соответствии с принятой на предприятии программой по повышению энергоэффективности и внедрению энергосберегающих мероприятий.

Цель бакалаврской работы заключается в повышении надежности электроснабжения потребителей технологического процесса по выпуску изопрена путём замены морально и физически устаревшего электрооборудования системы электроснабжения на современные аналоги.

## **1 Краткая характеристика объекта реконструкции**

Объектом реконструкции, рассматриваемым в данной работе, является внутренняя система электроснабжения нового промышленного корпуса по производству изопрена и синтезирования изопренового каучука.

Наиболее мощными и самыми распространёнными электроустановками в данном производственном корпусе являются насосные агрегаты, среди других общепромышленных установок встречаются вентиляционные установки, теплообменное оборудование и другие промышленные электроприёмники.

Питание цеховой трансформаторной подстанции, от которой получают питание электроприёмники, производится по двум кабельным линиям от ГПП предприятия на номинальном напряжении 6 кВ.

Основная часть промышленных установок, располагаемых внутри производственного корпуса, относятся к первой категории по надёжности электроснабжения, перерыв их питания допускается только на время автоматического включения резерва. Производство работ на предприятии осуществляется в 2 смены.

Цех по выпуску изопрена состоит из двух производственных помещений со следующими габаритами: первое помещение имеет длину 103 м, ширину 18 м и высоту 8 м; второе производственное помещение обладает длиной 42 м, шириной 24 м и высотой 13,2 м.

На рисунке 1 приведён план расположения основных силовых электроприёмников корпуса.

Таблица 1 содержит сведения с наименованиями установленных в корпусе силовых электроприёмников, их единичными мощностями и номерами на плане корпуса.

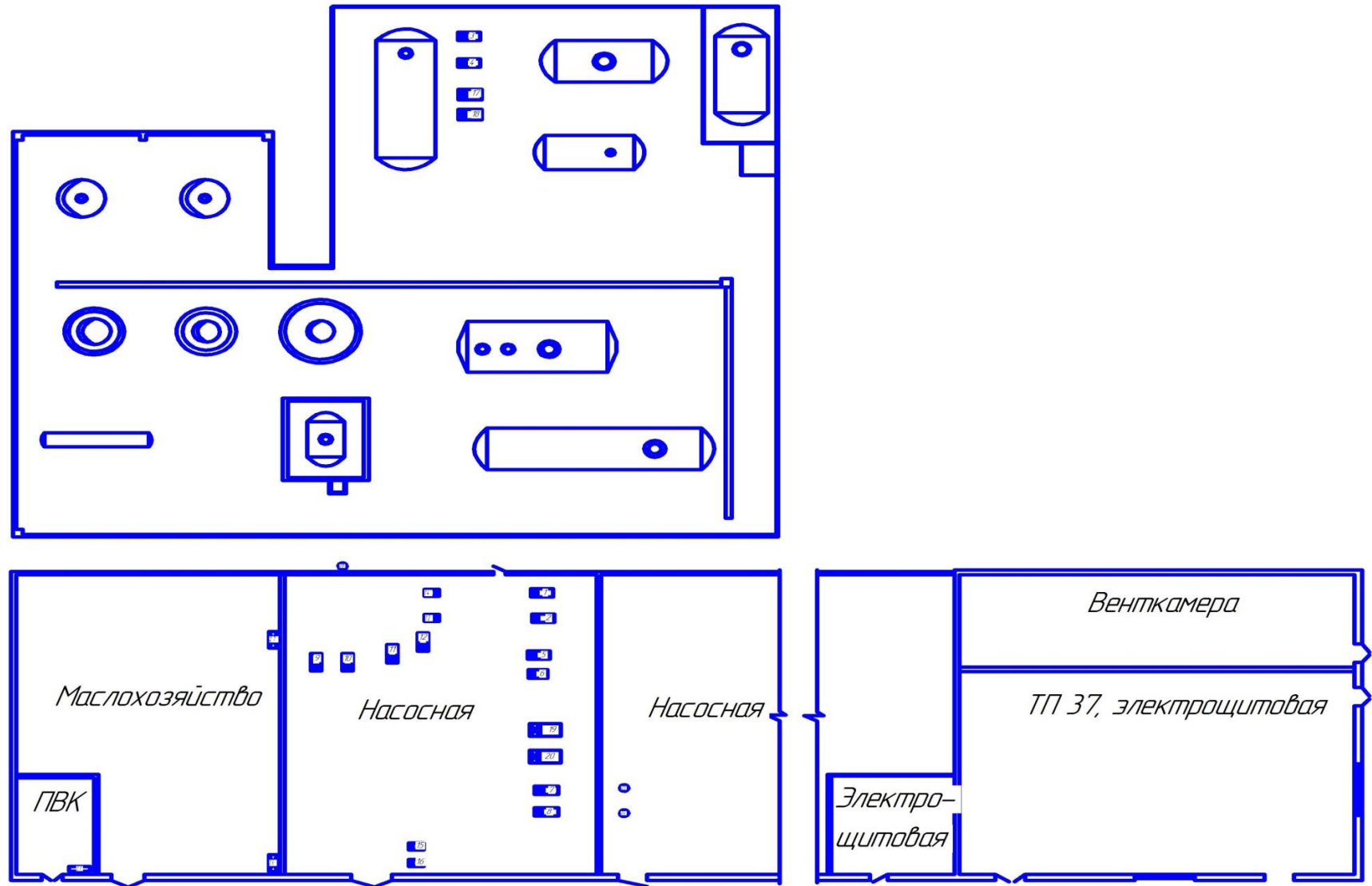


Рисунок 1 – План расположения основных силовых электроприемников корпуса

Таблица 1 – Сведения с наименованиями установленных в корпусе силовых электроприемников, их единичными мощностями и номерами на плане корпуса

Порядковый № на плане	Наименование силового электроприемника	$P_{насп}$ , кВт
1, 2	Насосный агрегат Н-2/1-н1	45
3, 4	Насосный агрегат Н-4а/1-н1	11
5, 6	Насосный агрегат Н-16/1-н1	30
7, 8	Насосный агрегат Н-18/1-н1	4
9, 10	Насосный агрегат Н-8/1-н1	55
11, 12	Насосный агрегат Н-25/1-н1	2,2
13, 14	Насосный агрегат Н-32/1-М1	2,2
15, 16	Насосный агрегат Н-34/1-М1	7
17, 18	Насосный агрегат Н-41/1-М1	15
19, 20	Насосный агрегат Н-22/1-М1	90
21	ЩАУ вентиляционными установками	15
23, 24	Вентиляционная установка В9-М1	30
25	Щит пожарной сигнализации и основных средств (УА -1)	0,02
26	Щит пожарной сигнализации и основных средств (УА -2)	0,02
27	Вентиляционная установка АВ10-М1	5,5

Выводы. Дана краткая характеристика производственного объекта, приведен перечень установленных электроприемников и их мощностей.

## 2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок, создаваемых силовыми электроприемниками производственного корпуса

### 2.1 Расчёт нагрузок от силовых щитов

«Суммарная номинальная активная мощность группы электроприемников находится по формуле» [1-3]:

$$P_{H.\Sigma} = P_{НОМ} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{НОМ}$  - номинальная мощность;

$n$  - количество электроприемников.

Опираясь на сведения об установленном электроприемнике, его месте в технологической цепочке и названии производственного корпуса, по справочным таблицам определяем характерный для него диапазон коэффициентов использования ( $k_u$ ) и в соответствии с местными условиями работы выбираем необходимое справочное значение, из этих же таблиц определяем типичное для электроприемника значение коэффициента мощности ( $\cos\varphi$ ).

Определим показатель силовой сборки  $m$  путём деления мощности одного наиболее мощного электроприемника на мощность наименее мощного электроприемника, расположенного в данном производственном корпусе:

$$m = \frac{P_{H.МАКС}}{P_{H.МИН}}, \quad (2)$$

где  $P_{H.МАКС}$ ,  $P_{H.МИН}$  - самая большая и самая маленькая мощности одного ЭП соответственно.



$$m = \frac{55}{2,2} = 25 \Rightarrow m > 3 .$$

Определяем среднее значение активной и реактивной мощности за наиболее загруженную смену. Активную мощность получаем путём умножения групповой суммарной номинальной нагрузки на коэффициент использования, умножая полученное значение среднесменной активной мощности на коэффициент мощности получаем среднее за смену значение реактивной нагрузки [4, 5]:

$$P_C = K_{II} \cdot P_{H.\Sigma} , \quad (3)$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi . \quad (4)$$

Выполнив подобные расчёты для всех групп электроприемников переходим к заполнению итоговой строки по центру питания. Значение группового коэффициента использования получаемых путём деления суммарного среднесменного значения активной нагрузки на суммарное значение номинальной нагрузки, а групповой коэффициент мощности определяем, как суммарное значение среднесменной реактивной нагрузки, делённое на суммарное значение среднесменной активной нагрузки:

$$K_{II.GP} = \frac{\sum P_C}{\sum P_{H.\Sigma}} , \quad (5)$$

где  $\sum P_C$  - суммарное значение среднесменных мощностей по группам  
ЭП;  
 $\sum P_{H.\Sigma}$  - суммарное значение номинальных мощностей по группам  
ЭП;

$$K_{И.ГР} = \frac{239,96}{342,8} = 0,7 ,$$

$$tg \varphi_{zp} = \frac{\sum Q_c}{\sum P_c} , \quad (6)$$

$$tg \varphi_{zp} = \frac{148,776}{239,96} = 0,62 .$$

Для итоговой строки находим эффективное число электроприемников, которое заменяет собой имеющиеся в работе реальные электроприёмники, но различные по мощности и режимам работы. Эффективное число электроприемников определяется как отношение квадрата суммы номинальных мощностей к сумме квадратов номинальных мощностей электроприемников, полученное расчётное значение округляется до целого и в расчётах не может быть меньше фактического числа установленных в корпусе электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{H.\Sigma})^2}{\sum n \cdot (P_{H.\Sigma}^2)} , \quad (7)$$

$$n_{\text{э}} = 10 \text{ шт.}$$

В зависимости от полученного эффективного числа электроприемников и группового коэффициента использования, по справочным таблицам [6] определяем значение коэффициента максимума, при отсутствии в таблице данных для расчётного значения эффективного числа электроприемников необходимые данные получаем методом интерполяции:

$$K_M = 1,16 .$$

Находим значение расчётной нагрузки для силового щита №1:

$$P_p = K_M \cdot \sum P_{Cm} , \quad (8)$$

$$P_p = 1,16 \cdot 239,96 = 278,35 \text{ кВт},$$

т.к.  $n_{\text{э}} \leq 10$ , то

$$Q_p = \sum Q_{Cm} , \quad (9)$$

$$Q_p = 189,83 \text{ квар.}$$

По найденным значениям активной и реактивной расчётной мощности находим значения полной мощности как корень квадратный из суммы квадратов активной и реактивной мощностей:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (10)$$

$$S_p = \sqrt{278,35^2 + 189,83^2} = 336,92 \text{ кВА.}$$

Зная полную мощность определяем расчётный ток, как отношение расчётной полной мощности к линейному значению напряжения в сети:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} , \quad (11)$$

где  $U_H$  - номинальное напряжение сети;

$$I_p = \frac{336,92}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 486,3 \text{ А.}$$

Результаты проведенных вычислений сводим в таблицу 2. В которой указываем исходные значения номинальных нагрузок, а также расчетные значения среднесменной и максимальной ожидаемой нагрузки.

Расчёты по определению ожидаемых электрических нагрузок для силового щита №2 производим аналогичным образом, полученные результаты заносятся в таблицу 3.

Таблица 2 – Исходные значения номинальных нагрузок, а также расчетные значения среднесменной и максимальной ожидаемой нагрузки ЩС-1

Номер на плане корпуса / название ЭП		<i>n</i> , <i>шт</i>	$P_n$ , приведённая к длит. режиму работы		$K_H$	$\cos\varphi /$ $\tan\varphi$	Среднесменное значение нагрузки		<i>m</i>	$n_{\Sigma}$	$K_M$	Расчётные значения нагрузок			$I_p$ , <i>A</i>
			$P_H$ , <i>кВт</i>	$P_{H\Sigma}$ , <i>кВт</i>			$P_C$ , <i>кВт</i>	$Q_C$ , <i>квар</i>				$P_p$ , <i>кВт</i>	$Q_p$ , <i>квар</i>	$S_p$ , <i>кВА</i>	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1,2	Насосная установка Н-2/1-н1	2	45	90	0,7	0,85/0, 62	3	39,06	-	-	-	-	-	-	-
3,4	Насосная установка Н-4а/1-н1	2	11	22	0,7	0,85/0, 62	15,4	9,55	-	-	-	-	-	-	-
5,6	Насосная установка Н-16/1-н1	2	30	60	0,7	0,85/0, 62	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
7,8	Насосная установка Н-18/1-н1	2	4	8	0,7	0,85/0, 62	5,6	3,47	-	-	-	-	-	-	-
9,10	Насосная установка Н-8/1-н1	2	55	110	0,7	0,85/0, 62	77	47,74	-	-	-	-	-	-	-
11,12	Насосная установка Н-25/1-н1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0, 62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
13,14	Насосная установка Н-32/1-М1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0, 62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
15,16	Насосная установка Н-34/1-М1	2	7	14	0,7	0,85/0, 62	9,8	6,076	-	-	-	-	-	-	-
17,18	Насосная установка Н-41/1-М1	2	15	30	0,7	0,85/0, 62	21	13,02	-	-	-	-	-	-	-
Всего по корпусу без учета системы искусственного освещения		18	55/2,2	342,8	0,7	0,85/0, 62	224,43	200,92	>3	10	1,1 6	278,35	189,83	336,92	486
Нагрузка системы искусственного освещения		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,7	3,22	7,43	12
Всего по ЩС-1		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285,05	193,05	344,35	498

Таблица 3 – Исходные значения номинальных нагрузок, а также расчетные значения среднесменной и максимальной ожидаемой нагрузки ЩС-2

Номер на плане корпуса / название ЭП		$n$ , <i>шт</i>	$P_n$ , приведённая к длит. режиму работы		$K_H$	$\cos\varphi /$ $tg\varphi$	Среднесменное значение нагрузки		$m$	$n_{\Sigma}$	$K_M$	Расчётные значения нагрузок			$I_p$ , $A$
			$P_H$ , <i>кВт</i>	$P_{H\Sigma}$ , <i>кВт</i>			$P_C$ , <i>кВт</i>	$Q_C$ , <i>квар</i>				$P_p$ , <i>кВт</i>	$Q_p$ , <i>квар</i>	$S_p$ , <i>кВА</i>	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
19,20	Насосная установка Н-22/1- М1	2	90	180	0,7	0,85/0, 62	126	39,06	-	-	-	-	-	-	-
21,22	Щит управления вентагрегатами	2	15	30	0,7	0,85/0, 62	21	9,55	-	-	-	-	-	-	-
23,24	Вентагрегат В9-М1	2	30	60	0,7	0,8/0,7 5	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
25,26	Система пожаротушения (YA -1)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0, 62	0,014	3,47	-	-	-	-	-	-	-
27,28	Система пожаротушения (YA -2)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0, 62	0,014	47,74	-	-	-	-	-	-	-
29, 30	Вентагрегат АВ10- М1	1	5,5	5,5	0,7	0,8/0,7 5	3,85	1,91	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЩС-2		9	90/0,02	275,54	0,7	-	-	-	>3	-	-	243.2	157.9	289.8	418

## 2.2 Определение нагрузок от системы внутреннего электрического освещения

В данном производственном корпусе в 2019 году была произведена полная замена устаревших источников света на современные светодиодные светильники, на сегодняшний момент мощность системы освещения равняется:  $P_{осв} = 6,7 \text{ кВт}$ ,  $Q_{осв} = 3,22 \text{ квар}$ .

## 2.3 Определение значений итоговой расчётной нагрузки по производственному корпусу

Складывая мощности, полученные в результате расчётов для силовых щитов 1 и 2, а также мощность системы электрического освещения, получаем суммарное значение активной и реактивной нагрузки по производственному корпусу:

$$P_{P\Sigma} = P_{PЩС-1} + P_{осв} + P_{PЩС-2}, \quad (12)$$

$$P_{P\Sigma} = 278,35 + 6,7 + 243,02 = 528,07 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_{PЩС-1} + Q_{осв} + Q_{PЩС-2}, \quad (13)$$

$$Q_{P\Sigma} = 189,83 + 3,22 + 157,9 = 347,73 \text{ квар}.$$

Значение полной мощности определяем по формуле 10 из суммарного значения активной и реактивной мощностей:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{528,07^2 + 347,73^2} = 632,28 \text{ кВА}.$$

Расчётные ток находим изображение 11:

$$I_{\Sigma} = \frac{632,28}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 973,04 \text{ А}.$$

Выводы по разделу.

В работе произведены расчёты по определению ожидаемой электрической нагрузки, создаваемой силовыми электроприемниками. Опираясь на исходные данные о наименовании электроприемников и их номинальной мощности определены были справочные коэффициенты использования и коэффициенты мощности для каждой из групп электроприемников, найдено значение среднесменной активной и реактивной нагрузки, определены групповые коэффициенты использования и групповые коэффициенты мощности, определено эффективное число электроприемников, по справочным таблицам найдено значение коэффициента максимума и определены расчетные значения активной, реактивной и полной мощности от силовых электроприемников.

Система внутреннего электрического освещения 3 года назад была полностью заменена на новые современные светодиодные светильники и в реконструкции не нуждается, мощность нагрузки электрического освещения была учтена в общей мощности производственного корпуса.

### 3 Выбор числа и номинальной мощности цеховых трансформаторов

Итоговые данные по определению расчётной нагрузки, полученные во втором разделе данной работы являются исходными данными для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов:

$$P_{p\Sigma} = 528,07 \text{ кВт}, Q_{p\Sigma} = 350,95 \text{ квар}, S_{p\Sigma} = 634,05 \text{ кВА}.$$

Поскольку основная часть установленных в производственном корпусе электроустановок не просто может нанести экономический ущерб при перерывах в работе, а может вызвать опасность химического поражения производственного персонала, то они как потребители 1 категории по надежности электроснабжения должны получать питание не менее чем от 2 независимых источников питания, которыми в данной случае являются силовые трансформаторы комплектной трансформаторной подстанции. Каждый из установленных трансформаторов в нормальном режиме работы должен быть загружен не более чем на 80% с тем, чтобы в случае аварийного режима, часть не ответственных потребителей 3 категории можно было отключить.

С учетом выбранного коэффициента загрузки находим минимальное значение номинальной мощности одного силового трансформатора для установки в комплектной трансформаторной подстанции, в расчётах предполагаем установку устройств компенсации реактивной мощности, поэтому выбор осуществляем по расчётному значению активной мощности [7, 8]:

$$S_{ном} = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (14)$$

где « $K_3$ » - коэффициент загрузки,

$P_{p\Sigma}$  - суммарная расчетная нагрузка;



$N_T$  - число трансформаторов на ТП» [14];

$$S_{ном} = \frac{528,07}{0,8 \cdot 2} = 330,04 \text{ кВА},$$

По найденному значению полной мощности выбираем ближайшее большее значение серийно выпускаемого производителями трансформаторного оборудования, выбираем трёхфазные силовые трансформаторы с заполнением маслом и гофрированным баком ТМГ-400/6/0,4.

По имеющийся на официальном сайте производителя информации определяем технические характеристики трансформатора, которые понадобятся для дальнейших расчётов: номинальная полная мощность СТ  $S_{ном.Т} = 400 \text{ кВА}$ , напряжение КЗ  $u_k = 4,5\%$ , потери в режиме короткого замыкания  $\Delta P_K = 4,6 \text{ кВт}$ , потери на холостом ходу  $\Delta P_X = 0,61 \text{ кВт}$ , ток ХХ  $I_X = 1,8\%$ .

Определим величину потерь в трансформаторах КТП [9]:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (15)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (0,61 + 0,8^2 \cdot 4,6) = 7,11 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_u}{100}, \quad (16)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,8 + 0,8^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} = 37,44 \text{ квар}.$$

Определим общее значение активной и реактивной мощности, передаваемой через силовые трансформаторы, установленные на комплектной трансформаторной подстанции с учётом потерь в них:

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (17)$$

$$P_p = 528,07 + 7,11 = 535,18 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (18)$$

$$Q_p = 350,95 + 37,44 = 388,41 \text{ квар.}$$

Объём передаваемой реактивной мощности через силовые трансформаторы в режиме наименьшей нагрузки в электроэнергетической системе принимаем равным 50 процентам от нормального значения:

$$Q_{\min} = Q_p \cdot 0,5, \quad (19)$$

$$Q_{\min} = 388,41 \cdot 0,50 = 194,2 \text{ квар.}$$

Находим экономически оправданные значения реактивной мощности, которую следует передавать через силовые трансформаторы в период максимума нагрузки в электроэнергетической системе. В расчётах учитываем, что на стороне 0,4 кВ отсутствуют синхронные двигатели, которые могут быть использованы для компенсации реактивной мощности:

$$Q'_{\text{сд}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}, \quad (20)$$

где  $Q_{\text{сд}}$  - мощность СД;

$$Q'_{\text{сд}} = 388,41 - 0,7 \cdot 0 = 388,41 \text{ квар.},$$

$$Q''_{\text{сд}} = \alpha \cdot P_p, \quad (21)$$

$$Q''_{\text{сд}} = 0,28 \cdot 535,18 = 149,85 \text{ квар.}$$

В расчётах используют меньше из полученных значений:

$$Q_{\text{сд}} = 149,85 \text{ квар.}$$

Также определяем два расчётных значения экономически целесообразной величины реактивной мощности, которую следует передавать через силовые трансформаторы подстанций в период минимальной нагрузки в электроэнергетической системе:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (22)$$

$$Q'_{\text{э}2} = 194,2 + 0 = 194,2 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кД}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1}), \quad (23)$$

$$Q''_{\text{э}2} = 194,2 - (388,41 - 149,85) = -44,36 \text{ квар},$$

Поскольку при минимальной нагрузке в электроэнергетической системе напряжения возрастает, то в расчётах принимаем максимальное из полученных значений:

$$Q_{\text{э}2} = 194,2 \text{ квар}.$$

Находим реактивную мощность конденсаторных установок, которая должна регулироваться:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1}, \quad (24)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 388,41 - 149,85 = 277,4 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э}2}, \quad (25)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 194,2 - 194,2 = 0 \text{ квар}.$$

Поскольку минимальное значение передаваемой реактивной мощности равно нулю, то это говорит о необходимости регулировки выдаваемой реактивной мощности во всем диапазоне.

Находим значение реактивной мощности, которую следует передавать из сети высокого напряжения в сеть низкого напряжения без ее компенсации:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (26)$$

$$Q_{эн} = 149,85 - (388,41 - 350,93) = 112,37 \text{ квар.}$$

Определяем общее значение реактивной мощности в соответствии с коэффициентом загрузки силового трансформатора, которое может быть передано в сеть низкого напряжения:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_n)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (27)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 528,07^2} = 361,58 \text{ квар.}$$

Находим необходимую мощность низковольтных конденсаторных установок:

$$Q_{KV.н} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (28)$$

$$Q_{KV.н} = 528,07 - 361,58 = 166,5 \text{ квар.}$$

В соответствии с определённым значением необходимой мощности устройств компенсации и принимая во внимание то, что на подстанции установлены два силовых трансформатора, выбираем к установке две автоматические конденсаторные установки с номинальной мощностью по 80 квар каждая и подключаем их к шинам низкого напряжения каждого из трансформаторов.

Находим требуемую мощность устройств компенсации реактивной мощности для размещения на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции:

$$Q_{KV.6} = Q_{ку.мак} - Q_{KV.н} , \quad (29)$$

$$Q_{KV.6} = 277,4 - 166,5 = 110,9 \text{ квар.}$$

Поскольку расчётное значение мощности устройств компенсации РМ на стороне высокого напряжения получилось меньше 800 квар, то установка таких устройств является нецелесообразным на подстанции предприятия.

Находим приведённые затраты для варианта установки на подстанции силовых трансформаторов мощностью 400 кВА и автоматических конденсаторных установок мощностью по 80 квар, предварительно находим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} , \quad (30)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 0,61 + 82,3 \cdot 0,8^2 \cdot 4,6 = 0,394 \text{ тыс.руб..}$$

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_{mn} + K_{БК}) + C \cdot \Delta P_T \quad (31)$$

где « $E$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K_{БК}$  - затраты на конденсаторную установку» [7];

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot (211 + 92,4) \cdot 2 + 0,394 \cdot 2 = 135,532 \text{ тыс.руб..}$$

где

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau , \quad (32)$$

где « $\alpha$  - плата за мощность,

$\beta$  - плата за электроэнергию;

$\tau$  - число часов максимума потерь» [7];

$$C = \left( \frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 82,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год.}$$

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P, \quad (33)$$

где « $T_M$  - число часов максимума нагрузки;

$T_P$  - число часов работы» [7].

$$C_0 = \left( \frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 249,83 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год.}$$

Время максимума потерь электрической энергии за год находим из выражения:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (34)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Суммарное значение приведённых затрат на вариант с трансформаторами по 400 кВА:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{КТП}}, \quad (35)$$

$$Z_{\text{общие}} = 135,532 \text{ тыс. руб.}$$

В качестве следующего варианта рассмотрим возможность установки на КТП силовых трансформаторов мощностью 630 кВА ТМГ-630/6/0,4.

По имеющийся на официальном сайте производителя информации определяем технические характеристики трансформатора, которые понадобятся для дальнейших расчётов: номинальная полная мощность СТ  $S_{\text{ном.Т}} = 630 \text{ кВА}$ ,  $u_k = 5,5\%$ ,  $\Delta P_K = 7,6 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_X = 1,05 \text{ кВт}$ ,  $I_X = 1,2\%$ .

Находим суммарные потери, возникающие при передаче электрической энергии через силовые трансформаторы подстанции:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (36)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,05 + 0,8^2 \cdot 7,6) = 11,83 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_{\mu}}{100}, \quad (37)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,2 + 0,8^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 59,47 \text{ квар}.$$

Определим общее значение активной и реактивной мощности, передаваемой через силовые трансформаторы, установленные на комплектной трансформаторной подстанции с учётом потерь в них:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (38)$$

$$P_p = 528,07 + 11,83 = 539,9 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (39)$$

$$Q_p = 350,95 + 59,47 = 410,42 \text{ квар}.$$

Объём передаваемой реактивной мощности через силовые трансформаторы в режиме наименьшей нагрузки в электроэнергетической системе принимаем равным 50 процентам от нормального значения:

$$Q_{\min} = Q_p \cdot 0,5, \quad (40)$$

$$Q_{\min} = 410,42 \cdot 0,50 = 205,21 \text{ квар}.$$

Находим экономически оправданные значения реактивной мощности, которую следует передавать через силовые трансформаторы в период максимума нагрузки в электроэнергетической системе. В расчётах учитываем, что на стороне 0,4 кВ отсутствуют синхронные двигатели, которые могут быть использованы для компенсации реактивной мощности:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 \cdot Q_{\text{КД}}, \quad (41)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 410,42 - 0,7 \cdot 0 = 410,42 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (42)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 539,9 = 151,17 \text{ квар}.$$

В расчётах используют меньше из полученных значений:

$$Q_{\text{э1}} = 151,17 \text{ квар}.$$

Также определяем два расчётных значения экономически целесообразной величины реактивной мощности, которую следует передавать через силовые трансформаторы подстанций в период минимальной нагрузки в электроэнергетической системе:

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (43)$$

$$Q'_{\text{э2}} = 205,21 + 0 = 205,21 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (44)$$

$$Q''_{\text{э2}} = 205,21 - (410,42 - 151,17) = -54,04 \text{ квар},$$

Поскольку при минимальной нагрузке в электроэнергетической системе напряжения возрастает, то в расчётах принимаем максимальное из полученных значений:

$$Q_{\text{э2}} = 205,21 \text{ квар}.$$

Находим реактивную мощность конденсаторных установок, которая должна регулироваться:



$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\varepsilon 1}, \quad (45)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 410,42 - 151,17 = 300,29 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (46)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 205,21 - 205,21 = 0 \text{ квар}.$$

Поскольку минимальное значение передаваемой реактивной мощности равно нулю, то это говорит о необходимости регулировки выдаваемой реактивной мощности во всем диапазоне.

Находим значение реактивной мощности, которую следует передавать из сети высокого напряжения в сеть низкого напряжения без ее компенсации:

$$Q_{\varepsilon n} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (47)$$

$$Q_{\varepsilon n} = 151,17 - (410,42 - 350,95) = 91,7 \text{ квар}.$$

Определяем общее значение реактивной мощности в соответствии с коэффициентом загрузки силового трансформатора, которое может быть передано в сеть низкого напряжения:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_s \cdot S_n)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (48)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 528,07^2} = 858,6 \text{ квар}.$$

Находим необходимую мощность низковольтных конденсаторных установок:

$$Q_{\text{КУ.н}} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (49)$$

$$Q_{\text{КУ.н}} = 528,07 - 858,6 = -330,54 \text{ квар}.$$

Так-как расчётная мощность низковольтных конденсаторных установок получилась отрицательной, то установка средств компенсации на стороне низкого напряжения в КТП не требуется.

Находим требуемую мощность устройств компенсации реактивной мощности для размещения на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции:

$$Q_{KV.в} = Q_{ку.макс} - Q_{KV.н} , \quad (50)$$

$$Q_{KV.в} = 300,29 - (-330,54) = 630,83 \text{ квар.}$$

Поскольку расчётное значение мощности устройств компенсации РМ на стороне высокого напряжения получилось меньше 800 квар, то установка таких устройств является нецелесообразным на подстанции предприятия.

Находим приведённые затраты для варианта установки на подстанции силовых трансформаторов мощностью 630 кВА, предварительно находим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} , \quad (51)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 1,05 + 82,3 \cdot 0,8^2 \cdot 7,6 = 0,662 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{mn} + C \cdot \Delta P_T \quad (52)$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot 332 \cdot 2 + 0,662 \cdot 2 = 149,39 \text{ тыс.руб.}$$

где

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau , \quad (53)$$

$$C = \left( \frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 82,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год.}$$

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P , \quad (54)$$

$$C_0 = \left( \frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 249,83 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год.}$$

Время максимума потерь электрической энергии за год находим из выражения:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p, \quad (55)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Суммарное значение приведённых затрат на вариант с трансформаторами по 630 кВА:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{КУ}} + Z_{\text{КТП}}, \quad (56)$$

$$Z_{\text{общие}} = 0 + 149,39 = 149,39 \text{ тыс. руб.}$$

Выводы по разделу. В соответствии с категорией питаемых потребителей определено количество и необходимый коэффициент загрузки силовых трансформаторов для установки в комплектной трансформаторной подстанции. Определено минимальное значение номинальной мощности силовых трансформаторов.

Произведено сравнение приведённых затрат 2 вариантов установки силовых трансформаторов различной мощности на КТП. Несмотря на необходимость установки низковольтных конденсаторных батарей в первом варианте приведённые затраты на него оказались меньше, чем на вариант с установкой более мощных трансформаторов, но без средств компенсации.

Выбираем вариант установки на КТП двух СТ по 400 кВА и двух автоматических конденсаторных установок мощностью по 80 квар.

## 4 Выбор электроаппаратов и кабелей для системы внутреннего электроснабжения производственного корпуса

### 4.1 Выбор кабелей

Выполним определение расчётных токов для групповых кабельных линий, передающих электроэнергию от трансформаторных подстанций до силовых щитов, исходные данные по расчётным мощностям принимаем в соответствии с таблицами 2, 3, определение тока производим по выражению 11:

Находим расчётный ток для кабельной линии, соединяющей комплектную трансформаторную подстанцию и силовой щит номер один:

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ A.}$$

Исходя из условий прокладки выбираем тип кабеля ВБбШнг(А). Поскольку режим работы нейтрали на стороне 0,4 кВ выбран TNS, то выбираем кабель с 5 жилами. Полученное расчетное значение тока округляем в большую сторону до ближайшего стандартного значения и выбираем кабель с сечением жилы 120 мм<sup>2</sup>.

Находим расчёт для кабельной линии соединяющие комплектные трансформаторные подстанции и силовой щит номер два:

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ A.}$$

Исходя из условий прокладки выбираем тип кабеля ВБбШнг(А). Поскольку режим работы нейтрали на стороне 0,4 кВ выбран TNS, то выбираем кабель с 5 жилами. Полученное расчетное значение тока округляем

в большую сторону до ближайшего стандартного значения и выбираем кабель с сечением жилы 95 мм<sup>2</sup>.

Выбираем кабели к отдельным электроприемникам расположенного внутри цеха с учётом их номинальной активной мощности и паспортного значения  $\cos\varphi$ :

Находим расчётный ток отдельной насосной установки Н-22/1(2), для этого номинальную активную мощность насосной установки делим на корень из трёх, на номинальное линейное значение напряжения и на коэффициент мощности:

$$I_p = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 164,47 \text{ A.}$$

Исходя из условий прокладки выбираем тип кабеля ВБбШнг(А). Поскольку электроприемник является трехфазным, а режим работы нейтрали на стороне 0,4 кВ выбран ТNS, то выбираем кабель с 4 жилами (3 фазы и 0). Полученное расчетное значение тока округляем в большую сторону до ближайшего стандартного значения и выбираем кабель с сечением жилы 50 мм<sup>2</sup>.

Для остальных насосных установок расчёты производим аналогично и выбираем такие же типы и сечения кабелей.

#### **4.2 Предварительный выбор автоматических выключателей для установки на стороне 0,4 кВ**

Находим расчётный ток для кабельной линии, соединяющей комплектную трансформаторную подстанцию и силовой щит номер один:

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ A.}$$

Исходя из перечня устанавливаемого оборудования в комплектном распределительном устройстве, рекомендуемом к установке предприятием-изготовителем выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TS630, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 500 А.

Находим расчётный ток, для кабельной линии, соединяющей комплектную трансформаторную подстанцию и силовой щит номер два:

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ А.}$$

Исходя из перечня устанавливаемого оборудования в комплектном распределительном устройстве, рекомендуемом к установке предприятием-изготовителем выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TS630, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 500 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-2/1(2)-М1:

$$I_p = 84 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 100 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-4а/1(2)-М1:

$$I_p = 23,2 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 25 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-16/1(2)-М1:

$$I_p = 57,9 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 63 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-18/1(2)-М1:

$$I_p = 9,5 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-8/1(2)-М1:

$$I_p = 102 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD160,

номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 125 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-25/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-32/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-34/1(2)-М1:

$$I_p = 14 \text{ А.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.



Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-41/1(2)-М1:

$$I_p = 31,7 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 32 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для насосного агрегата Н-22/1(2)-М1:

$$I_p = 175 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TS250, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 200 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для ЩАУ вентиляционными установками:

$$I_p = 29 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 32 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для вентиляционной установки В9(а)-М1:

$$I_p = 55 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 63 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для щита пожарной сигнализации и основных средств (YA - 1):

$$I_p = 0,05 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для щита пожарной сигнализации и основных средств (YA - 2):

$$I_p = 0,05 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

Используя определённое ранее значение выписываем значение расчётного тока для вентиляционной установки АВ10-М1:

$$I_p = 11,3 \text{ A.}$$

Исходя из полученного значения расчётного тока и требований к месту размещения автомата, выбираем тип выключателя ВА-СЭЩ-TD100, номинальный ток выключателя выбираем ближайшим большим полученного расчётного значения 16 А.

### **4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока для установки в КТП**

Находим расчётный ток, для кабельной линии, соединяющей комплектную трансформаторную подстанцию и силовой щит номер один:

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ А.}$$

По найденным расчётному значению только так выбираем шинный трансформатор тока типа ТШП, номинальные токи первичной и вторичной стороны принимаем равными 500 и 5 А соответственно.

Находим расчётный ток, для кабельной линии, соединяющей комплектную трансформаторную подстанцию и силовой щит номер два:

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ А.}$$

По найденным расчётному значению только так выбираем шинный трансформатор тока типа ТШП, номинальные токи первичной и вторичной стороны принимаем равными 500 и 5 А соответственно.

Выводы по разделу: определены расчётные токи для всех групповых и индивидуальных кабельных линий, выбраны кабели, измерительные трансформаторы тока и защитные аппараты для установки в схеме электроснабжения производственного корпуса.

## 5 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения

При возникновении тока короткого замыкания в системе электроснабжения происходит резкое снижение сопротивления, что приводит к такому же резкому увеличению тока, который протекает от источника питания до места КЗ, вызывая повышенный нагрев всех элементов на этом участке сети [14-18].

Для выполнения расчётов токов коротких замыканий составляем расчётную схему, которая изображена на рисунке 2, на данной схеме отмечаем расчётные точки в которых будут определяться значения токов КЗ и по которым в дальнейшем будет проверяться выбранное коммутационное оборудование и проводники. По расчётной схеме составляем схему замещения, которая изображена на рисунке 3 и в которой все реальные элементы системы электроснабжения заменены собственными внутренними сопротивлениями.

### 5.1 Расчёт параметров элементов, входящих в схему замещения

Находим значение индуктивного сопротивления внешней системы электроснабжения:

$$X_c = \frac{(U_{СТ.НН})^2}{3 \cdot I_{откл.ном.} \cdot U_{ВН}} \cdot 10^{-3} \quad (57)$$

где « $U_{СТ.НН}$  - уровень напряжения той стороны на которой производится расчет токов КЗ;

$I_{откл.ном.}$  - номинальный ток отключения вводного выключателя» [14];

$$X_c = \frac{(400)^2}{3 \cdot 65 \cdot 6,3} \cdot 10^{-3} = 0,13 \text{ мОм}$$

По паспортным данным определяем активное и индуктивное сопротивление выбранного ранее силового трансформатора:

$$R_T = 3,4 \text{ мОм};$$

$$X_T = 13,5 \text{ мОм}.$$

По каталогу производителя находим внутреннее сопротивление для выбранного ранее автоматического выключателя ВА1:

$$I_H = 500 \text{ А};$$

$$R_{AB1} = 0,41 \text{ мОм};$$

$$X_{AB1} = 0,13 \text{ мОм}.$$

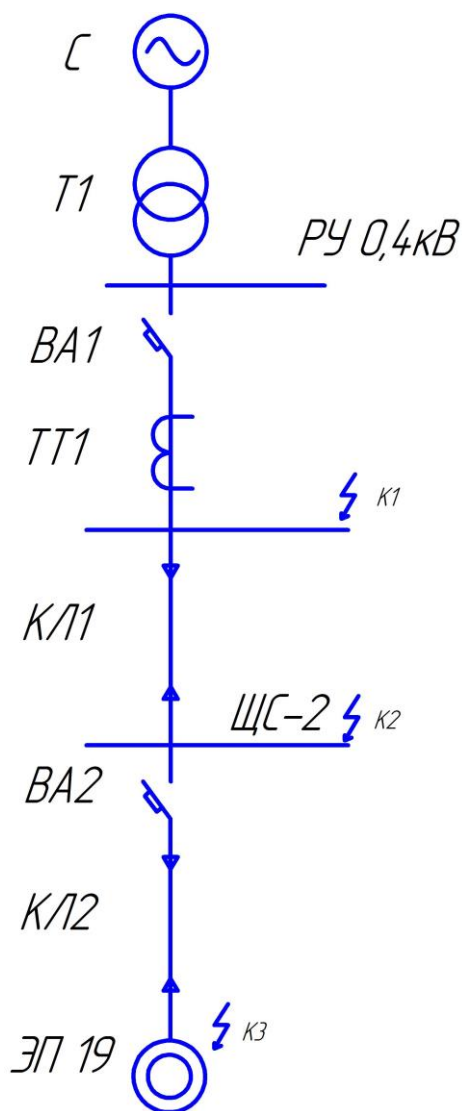


Рисунок 2 – Расчётная схема, с отмеченными на ней расчётными точками в которых будут определяться значения токов КЗ

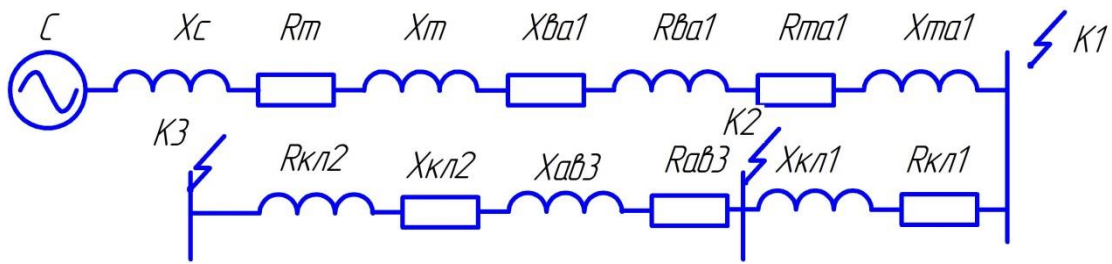


Рисунок 3 – Схему замещения, в которой все реальные элементы системы электроснабжения заменены собственными внутренними сопротивлениями

По каталогу производителя находим внутреннее сопротивление для выбранного ранее автоматического выключателя ВА2:

$$I_H = 200 \text{ A};$$

$$R_{AB2} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$X_{AB2} = 0,5 \text{ мОм}.$$

Находим параметры выбранной ранее кабельной линии КЛ1, в которой используется кабель марки ВБбШнг(А)-LS-5х95:

$$\text{длина } l = 25 \text{ м};$$

$$\text{удельное сопротивление } R_{уд} = 0,2 \text{ мОм} / \text{ м};$$

$$\text{удельное сопротивление } X_{уд} \approx 0 \text{ мОм} / \text{ м};$$

Расчёт внутреннего сопротивления кабельной линии КЛ1 производим путём умножения погонного сопротивления выбранного кабеля на его длину:

$$R_{КЛ1} = l \cdot R_{уд} \quad (58)$$

$$R_{КЛ1} = 0,2 \cdot 25 = 5 \text{ мОм}.$$

Находим параметры выбранной ранее кабельной линии КЛ2, в которой используется кабель марки ВБбШнг(А)-LS-4х70:

$$l = 100 \text{ м};$$

$$R_{уд} = 0,195 \text{ мОм} / \text{ м};$$

$$X_{уд} = 0,081 \text{ мОм} / \text{ м};$$

Расчёт внутреннего сопротивления кабельной линии КЛ2 производим путём умножения погонного сопротивления выбранного кабеля на его длину:

$$R_{КЛ2} = 0,195 \cdot 100 = 19,5 \text{ мОм}.$$

$$X_{КЛ2} = l \cdot X_{уд} \quad (59)$$

$$X_{КЛ2} = 0,081 \cdot 100 = 8,1 \text{ мОм}.$$

Находим параметры выбранного ранее измерительного трансформатора тока ТШП-0,66-500/5:

$$R_{ТА1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$X_{ТА1} = 0,07 \text{ мОм}.$$

## 5.2 Выполнение расчётов токов коротких замыканий в характерных точках

### 5.2.1 Определение значения тока трёхфазного КЗ

Первая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 1 расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{ТА1}, \quad (60)$$

$$R_{\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_T + X_{AB1} + X_{ТА1}, \quad (61)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,13 + 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,83 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}, \quad (62)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{3,86^2 + 13,83^2} = 14,36 \text{ мОм}.$$

Поскольку в расчётах внешняя система представляется источником бесконечной мощности, то ток трёхфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки [19, 20]:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (63)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,36} = 16,1 \text{ кА.}$$

Ток трёхфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты  $K_{C1}$  и  $K_{C2}$ :

$$Z_{\Sigma K1} = 14,36 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,65; K_{C2} = 0,56$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \cdot K_{C1} = 14,36 \cdot 0,65 = 10,456 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \cdot K_{C2} = 14,36 \cdot 0,56 = 9,016 \text{ кА}$$

Значение ударного тока КЗ находим путём умножения металлического тока КЗ на ударный коэффициент, который определяем по справочной таблице из соотношения индуктивного к активному сопротивлению участка сети:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = 3,58 \Rightarrow K_{yK1} = 1,4,$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_{yK1} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (64)$$

где « $I_{K1}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ в начальный момент времени;

$K_{yK1}$  - ударный коэффициент» [15];



$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,1 = 31,88 \text{ кА.}$$

Вторая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 2 расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KЛ1}, \quad (65)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KЛ1}, \quad (66)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,83 + 0 = 13,83 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma R2} = \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}, \quad (67)$$

$$Z_{\Sigma R2} = \sqrt{8,86^2 + 13,83^2} = 16,4 \text{ мОм.}$$

Поскольку в расчётах внешняя система представляется источником бесконечной мощности, то ток трёхфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{H НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (68)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,4} = 14,1 \text{ кА.}$$

Ток трёхфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K2} = 14,1 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,59$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} \cdot K_{C1} = 14,1 \cdot 0,69 = 9,73 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} \cdot K_{C2} = 14,1 \cdot 0,59 = 8,32 \text{ кА}$$

Значение ударного тока КЗ находим путём умножения металлического тока КЗ на ударный коэффициент, который определяем по справочной таблице из соотношения индуктивного к активному сопротивлению участка сети:

$$\frac{X_{\Sigma K2}}{R_{\Sigma K2}} = 1,56 \Rightarrow K_{yK2} = 1,1,$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_{yK2} \cdot I_{K2}^{(3)}, \quad (69)$$

$$i_{yK2} = 1,41 \cdot 1,1 \cdot 14,1 = 21,87 \text{ кА}.$$

Третья расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 3 расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KL2}, \quad (70)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,86 + 1,1 + 19,5 = 29,46 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KL2}, \quad (71)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,83 + 0,5 + 8,1 = 22,43 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{R_{\Sigma K3}^2 + X_{\Sigma K3}^2}, \quad (72)$$

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{29,46^2 + 22,43^2} = 37,03 \text{ мОм}.$$

Поскольку в расчётах внешняя система представляется источником бесконечной мощности, то ток трёхфазного короткого замыкания на стороне

низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (73)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,03} = 6,32 \text{ кА.}$$

Ток трёхфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K3} = 37,03 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,76; K_{C2} = 0,67$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \cdot K_{C1} = 6,32 \cdot 0,76 = 4,8 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \cdot K_{C2} = 6,32 \cdot 0,67 = 4,23 \text{ кА}$$

Значение ударного тока КЗ находим путём умножения металлического тока КЗ на ударный коэффициент, который определяем по справочной таблице из соотношения индуктивного к активному сопротивлению участка сети:

$$\frac{X_{\Sigma K3}}{R_{\Sigma K3}} \Rightarrow K_{yK3} = 1,04; \quad (74)$$

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot K_{yK3} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (75)$$

$$i_{yK3} = 1,04 \cdot 1,41 \cdot 6,32 = 9,27 \text{ кА.}$$

## 5.2.2 Определение значения тока двухфазного КЗ

Первая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 1 расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{TA1}, \quad (76)$$

$$R_{\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{AB1} + X_{TA1}, \quad (77)$$

$$X_{\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}, \quad (78)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{3,86^2 + 13,7^2} = 16,8 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (79)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,8} = 13,9 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K1} = 16,8 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,58$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K1}^{(2)} \cdot K_{C1} = 13,9 \cdot 0,69 = 9,59 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K1}^{(2)} \cdot K_{C2} = 13,9 \cdot 0,58 = 8,06 \text{ кА}$$

Вторая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 2й расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KЛ1}, \quad (80)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KЛ1}, \quad (81)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma R2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}, \quad (82)$$

$$Z_{\Sigma R2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{8,86^2 + 13,7^2} = 19,2 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{U_{H \text{ НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (83)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,2} = 12,18 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K2} = 19,2 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,6$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K2}^{(2)} \cdot K_{C1} = 12,18 \cdot 0,69 = 8,4 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K2}^{(2)} \cdot K_{C2} = 12,18 \cdot 0,6 = 7,31 \text{ кА}$$

Третья расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 3й расчётной точки, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KL2}, \quad (84)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,86 + 1,1 + 19,5 = 29,46 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KL2}, \quad (85)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,7 + 0,5 + 8,1 = 22,3 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma R3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K3}^2 + X_{\Sigma K3}^2}, \quad (86)$$

$$Z_{\Sigma R3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{29,46^2 + 22,3^2} = 42,4 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (87)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 42,4} = 5,52 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K3} = 42,4 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,78; K_{C2} = 0,7$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K3}^{(2)} \cdot K_{C1} = 5,52 \cdot 0,78 = 4,3 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K3}^{(2)} \cdot K_{C2} = 5,52 \cdot 0,7 = 3,864 \text{ кА}$$

### 5.2.3 Определение значения тока однофазного КЗ

Первая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 1 расчётной точки с учетом петли фаза-ноль, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{TA1}, \quad (88)$$

$$R_{\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм},$$

$$R_{0\Sigma K1} = R_{T0} + R_{AB10} + R_{TA10}, \quad (89)$$

$$R_{0\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma K1} = X_{T0} + X_{AB10} + X_{TA10}, \quad (90)$$

$$X_{0\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{AB1} + X_{TA1}, \quad (91)$$

$$X_{\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K1} + R_{0\Sigma K1})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K1} + X_{0\Sigma K1})^2}, \quad (92)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 3,86 + 3,86)^2 + (2 \cdot 13,7 + 13,7)^2} = 14,35 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{H \text{ НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (93)$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,35} = 16,3 \text{ кА}.$$

Ток однофазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K1} = 14,35 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,65; K_{C2} = 0,54$$

$$I_{KD}^{(1)} = I_{K1}^{(1)} \cdot K_{C1} = 16,3 \cdot 0,65 = 10,59 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(1)} = I_{K1}^{(1)} \cdot K_{C2} = 16,3 \cdot 0,54 = 8,802 \text{ кА}$$

Вторая расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 2 расчётной точки с учетом петли фаза-ноль, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KЛ1}, \quad (94)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ мОм},$$

$$R_{0\Sigma K2} = R_{0\Sigma K1} + R_{KЛ10}, \quad (95)$$

$$R_{0\Sigma K2} = 3,86 + 10,96 = 14,82 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KЛ1}, \quad (96)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma K2} = X_{0\Sigma K1} + X_{KЛ10}, \quad (97)$$

$$X_{0\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K2} + R_{0\Sigma K2})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K2} + X_{0\Sigma K2})^2}, \quad (98)$$

$$Z_{\Sigma K2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 8,86 + 14,82)^2 + (2 \cdot 13,7 + 13,7)^2} = 17,57 \text{ мОм}.$$



Ток однофазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (99)$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,57} = 13,31 \text{ кА.}$$

Ток однофазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K2} = 17,57 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,6$$

$$I_{KD}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} \cdot K_{C1} = 13,31 \cdot 0,69 = 9,2 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} \cdot K_{C2} = 13,31 \cdot 0,6 = 7,99 \text{ кА}$$

Третья расчётная точка:

По схеме замещения определяем сопротивления до 3 расчётной точки с учетом петли фаза-ноль, суммарное значение сопротивления получаем путём их суммирования:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KL2}, \quad (100)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,7 + 1,1 + 19,5 = 28,71 \text{ МОм,}$$

$$R_{0\Sigma K3} = R_{0\Sigma K2} + R_{KL20} + R_{AB20}, \quad (101)$$

$$R_{0\Sigma K2} = 14,82 + 39,39 + 1,1 = 54,26 \text{ МОм,}$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KL2}, \quad (102)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,7 + 0,5 + 8,1 = 22,3 \text{ МОм,}$$

$$X_{0\Sigma K3} = X_{0\Sigma K2} + X_{KЛ10} + X_{AB20}, \quad (103)$$

$$X_{0\Sigma K2} = 13,7 + 17,6 + 0,5 = 31,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K3} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K3} + R_{0\Sigma K3})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K3} + X_{0\Sigma K3})^2}, \quad (104)$$

$$Z_{\Sigma K3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 28,71 + 54,26)^2 + (2 \cdot 22,06 + 31,5)^2} = 44,9 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения находим путём деления номинального значения напряжения на стороне НН на сопротивление до расчётной точки:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (105)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 44,9} = 5,21 \text{ кА}.$$

Ток однофазного дугового короткого замыкания для различных моментов времени определяем из тока металлического КЗ путём его умножения на снижающие коэффициенты:

$$Z_{\Sigma K3} = 44,9 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,79; K_{C2} = 0,71$$

$$I_{КД}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot K_{C1} = 5,21 \cdot 0,79 = 4,11 \text{ кА}$$

$$I_{КМ}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot K_{C2} = 5,21 \cdot 0,71 = 3,7 \text{ кА}$$

Полученные расчётные значения по результатам определения токов коротких замыканий трёхфазного, двухфазного, однофазного, а также их металлического, дугового и ударного значения заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчётные значения по результатам определения токов коротких замыканий трёхфазного, двухфазного, однофазного, а также их металлического, дугового и ударного значения

КЗ	3х фазное КЗ				2х фазное КЗ			1х фазное КЗ		
	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$i_{y0},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА
1	16,1	10,46	9,01	31,9	13,9	9,59	8,06	16,3	10,59	8,8
2	14,1	9,73	8,32	21,9	12,2	8,4	7,31	13,31	9,2	7,98
3	6,37	4,84	4,27	9,34	5,52	4,3	3,86	5,21	4,11	3,7

Выводы по разделу. Для выполнения расчётов токов коротких замыканий была составлена расчётная схема, на данной схеме отмечены расчётные точки, в которых определялись значения токов КЗ. По расчётной схеме составлена схема замещения, в которой все реальные элементы системы электроснабжения заменены собственными внутренними сопротивлениями. В ходе расчетов были определены значения токов коротких замыканий трёхфазного, двухфазного, однофазного, а также их металлического, дугового и ударного значения.

## **6 Выполнение проверки ранее выбранного электрооборудования к негативному воздействию токов коротких замыканий**

### **6.1 Проверка ранее выбранных автоматов**

В предыдущих разделах выпускной квалификационной работы были выбраны автоматические выключатели производства Самарский электроцит типа ВА-СЭЩ- TS630 на номинальный ток равный 630 А для защиты от токов коротких замыканий линий электропередачи от комплектной трансформаторной подстанции да силового щита номер один и номер два.

В соответствии с данными, представленными в каталоге производителя данному автомату присущи следующие технические характеристики [21]:

- Номинальное значение тока автомата 630 А;
- Номинальное значение тока расцепителя 500 А;
- Предельный ток по коммутационной способности 47,5 кА;
- Максимальное значение тока электродинамической стойкости 45,5 кА.

Проверка ранее выбранного автоматического выключателя производится по следующим критериям:

Для обеспечения срабатывания автоматического выключателя при всех видах КЗ проверяем его коэффициент чувствительности при двухфазном коротком замыкании:

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{n0min}^{(2)}}{I_{an.3}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (106)$$

где  $I_{n0min}^{(2)}$  - минимальное значение тока двухфазного КЗ;

$$K_q^{(2)} = \frac{9,59 \cdot 10^3}{500} = 15,2 \geq 1,4 - 1,5.$$

Находим значение коэффициента чувствительности при протекании тока однофазного КЗ:

$$K_q^{(1)} = \frac{I_{n0\min}^{(1)}}{I_{ан.з}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (107)$$

$$K_q^{(2)} = \frac{10,59 \cdot 10^3}{500} = 16,8 \geq 1,4 - 1,5.$$

Проверяем на способность отключения тока КЗ:

$$I_{ПКС} \geq I_{n0\max}^{(3)}, \quad (108)$$

где  $I_{ПКС}$  - предельный коммутируемый ток;

$I_{n0\max}^{(3)}$  - максимальное значение трехфазного тока КЗ;

$$47,5 \geq 16,1.$$

Проверяем на динамическую стойкость к ударному току КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд\max}, \quad (109)$$

где  $i_{дин}$  - амплитудное значение тока динамической устойчивости;

$$52,5 \geq 31,9.$$

Поскольку все приведенные выше условия выполняются, то выключатели к силовым щитам 1 и 2 считаем выбранными верно.

## 6.2 Проверка выбранного ранее кабеля по потере напряжения

Выполни проверку выбранного ранее кабеля до самого удалённого электроприемника по максимальной величине потерь напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_{\text{л}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100, \quad (110)$$

где  $I_p$  - расчетный ток;

$L$  - длина линии;

$U_{\text{л}}$  - линейное напряжение на концах линии;

$r_0$  - активное удельное сопротивление;

$x_0$  - индуктивное удельное сопротивление.

Проверку производим для кабельной линии соединяющие комплектной трансформаторной подстанции и силовой щит номер один:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 497 \cdot 0,006}{380} \cdot (0,2 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) \cdot 100 = 0,28\% .$$

Полученное значение потери напряжения не превышает максимально допустимые 10%.

Выполненные расчёты для остальных кабельных линий, выбранных ранее в данной работе заносим в таблицу 5.

Выводы по разделу: выбранное оборудование прошло проверку на стойкость к токам КЗ и может быть использовано при реконструкции действующей системы электроснабжения производственного корпуса химического предприятия, рассмотренного в работе.

Таблица 5 – Выполненные расчёты потерь напряжения для остальных кабельных линий

Линия	$\cos\varphi / \sin\varphi$	$I_p, A$	Сечение кабельной линии	$U_n, B$	$r_0 / x_0, Ом / км$	$L, км$	$\Delta U, \%$
От трансформаторной подстанции до силового щита номер один	0,85/0,53	497	5x120	380	0,154/0,08	0,013	0,51
К насосному агрегату Н-2/1(2)-н1	0,85/0,53	84	4x25		0,74/0,091	0,108	3,31
К насосному агрегату Н-4а/1(2)-н1	0,85/0,53	23,2	4x4		4,63/0,107	0,120	5,58
К насосному агрегату Н-16/1(2)-н1	0,85/0,53	57,9	4x16		1,16/0,095	0,104	3,35
К насосному агрегату Н-18/1(2)-н1	0,85/0,53	9,5	4x4		4,63/0,107	0,094	2,14
К насосному агрегату Н-8/1(2)-н1	0,85/0,53	102	4x35		0,53/0,088	0,123	3,35
К насосному агрегату Н-25/1(2)-н1	0,85/0,53	5,2	4x2,5		7,4/0,116	0,136	2,56
К насосному агрегату Н-32/1(2)-М1	0,85/0,53	5,2	4x2,5		7,4/0,116	0,132	2,56
К насосному агрегату Н-34/1(2)-М1	0,85/0,53	14	4x4		4,63/0,107	0,104	3,16
К насосному агрегату Н-41/1(2)-М1	0,85/0,53	31,7	4x4		4,63/0,107	0,118	7,32
От трансформаторной подстанции до силового щита номер два	0,83/0,56	418,3	5x95		0,195/0,08	0,008	0,32
К насосному агрегату Н-22/1(2)	0,85/0,53	175	4x50		0,37/0,085	0,100	3,19
К ЩАУ вентиляционными установками	0,85/0,53	29	4x4		4,63/0,107	0,107	6,03

Продолжение таблицы 5

Линия	$\cos\varphi / \sin\varphi$	$I_p, A$	Сечение кабельной линии	$U_n, B$	$r_0 / x_0, Ом / км$	$L, км$	$\Delta U, \%$
К вентиляционной установке В9-М1(2)	0,8/0,6	55	4x16	380	1,16/0,095	0,071	2,17
К щиту пожарной сигнализации и основных средств (YA -1)	0,85/0,53	0,05	4x1,5		12,3/0,126	0,096	0,343
К щиту пожарной сигнализации и основных средств (YA -2)	0,85/0,53	0,05	4x1,5		12,3/0,126	0,082	0,34
К вентиляционной установке АВ10-М1	0,8/0,6	11,3	4x10		1,84/0,099	0,105	1,19



## 7 Расчёт параметров молниезащиты производственного корпуса

Для предотвращения попадания молниевых разрядов в здание предусматривается установка одиночного стержневого молниеотвода такой высоты, чтобы купол его защиты покрывал всё строение.

Принимаем высоту одиночного стержневого молниеотвода равной 45 м при высоте производственного корпуса 21 м.

Находим основные характеристики молниезащиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (118)$$

где « $h$  – полная высота стержневого молниеотвода;

$h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода» [13];

$$h_0 = 0,85 \cdot 45 = 38,25 \text{ м,}$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (119)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 45 = 54 \text{ м,}$$

Значение радиуса горизонтального сечения  $r_x$  находим:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h - h_x)}{h_0} \quad (120)$$

где « $r_0, r_x$  – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения» [13];

$$r_x = \frac{54 \cdot (38,25 - 21)}{38,25} = 24,35 \text{ м.}$$

Радиусы защитных характеристик выбранного стержневого молниеотвода приведены на рисунке четыре.

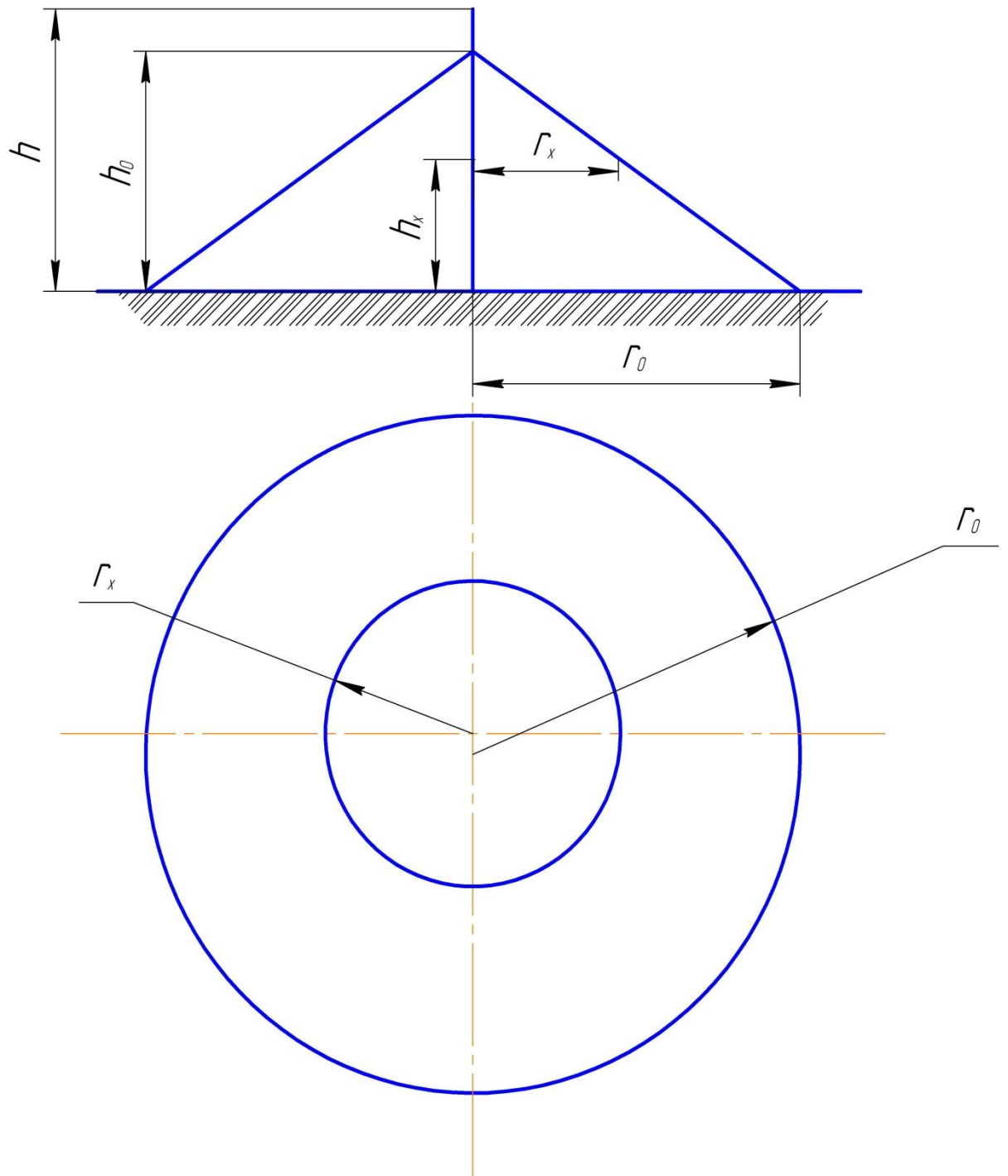


Рисунок 4 – Радиусы защитных характеристик выбранного стержневого молниеотвода

Выводы по разделу: таким образом, выбранный одиночный стержневой молниеотвод высотой 45 м обеспечивает защиту производственных сооружений с необходимой вероятностью от попадания молний.

## Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в повышении надежности электроснабжения потребителей технологического процесса по выпуску изопрена путём замены морально и физически устаревшего электрооборудования системы электроснабжения на современные аналоги.

Дана краткая характеристика производственного объекта, приведен перечень установленных электроприемников и их мощностей.

В работе произведены расчёты по определению ожидаемой электрической нагрузки, создаваемой силовыми электроприемниками. Опираясь на исходные данные о наименовании электроприемников и их номинальной мощности определены были справочные коэффициенты использования и коэффициенты мощности для каждой из групп электроприемников, найдено значение среднесменной активной и реактивной нагрузки, определены групповые коэффициенты использования и групповые коэффициенты мощности, определено эффективное число электроприемников, по справочным таблицам найдено значение коэффициента максимума и определены расчетные значения активной, реактивной и полной мощности от силовых электроприемников.

Система внутреннего электрического освещения 3 года назад была полностью заменена на новые современные светодиодные светильники и в реконструкции не нуждается, мощность нагрузки электрического освещения была учтена в общей мощности производственного корпуса.

В соответствии с категорией питаемых потребителей определено количество и необходимый коэффициент загрузки силовых трансформаторов для установки в комплектной трансформаторной подстанции. Определено минимальное значение номинальной мощности силовых трансформаторов.

Произведено сравнение приведённых затрат 2 вариантов установки силовых трансформаторов различной мощности на КТП. Несмотря на необходимость установки низковольтных конденсаторных батарей в первом

варианте приведённые затраты на него оказались меньше, чем на вариант с установкой более мощных трансформаторов, но без средств компенсации.

Выбран вариант установки на КТП двух СТ по 400 кВА и двух автоматических конденсаторных установок мощностью по 80 квар.

Определены расчётные токи для всех групповых и индивидуальных кабельных линий, выбраны кабели, измерительные трансформаторы тока и защитные аппараты для установки в схеме электроснабжения производственного корпуса.

Для выполнения расчётов токов коротких замыканий была составлена расчётная схема, на данной схеме отмечены расчётные точки, в которых определялись значения токов КЗ. По расчётной схеме составлена схема замещения, в которой все реальные элементы системы электроснабжения заменены собственными внутренними сопротивлениями. В ходе расчетов были определены значения токов коротких замыканий трёхфазного, двухфазного, однофазного, а также их металлического, дугового и ударного значения.

Выбранное оборудование прошло проверку на стойкость к токам КЗ и может быть использовано при реконструкции действующей системы электроснабжения производственного корпуса химического предприятия, рассмотренного в работе.

Выбран одиночный стержневой молниеотвод высотой 45 м, который обеспечивает защиту производственных сооружений с необходимой вероятностью от попадания молний.

## Список используемых источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 16.12.2020).
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 09.01.2021).
5. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
6. Когенерационные установки. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.viessmann.pro/kogeneracionnie-ustanovki-viessmann> (Дата обращения 14.03.2022).
7. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
8. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

9. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 05.02.2022).
10. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
11. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product /1003810> (дата обращения: 18.01.2022).
12. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
13. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
14. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.
15. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
16. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering. Fundamentals. Oxford: Newnes, 2014. 539 p.
17. Maria Louis M. Elements of electrical engineering. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 992 p.
18. Nadaraju F.J., Maddocks A.R., Zanganeh J., Moghtaderi B. Simulation of power and cooling generation via heat recovery from a ventilation air methane abatement unit // Fuel. 2019. № 249, pp. 27-35.

19. Ogawa J., Fukui S., Sugai M., Aoyama S., Koseki N., Matsubara T. AC Loss in each layer of three-layer twisted HTS cable // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 13-19.

20. Sinapse. Синапс установки. [Электронный ресурс]. – URL: [sinapse.ua/product/cogener/GE\\_Jenbacher/GE\\_Jenbacher\\_6](http://sinapse.ua/product/cogener/GE_Jenbacher/GE_Jenbacher_6) (Дата обращения 17.12.2021).

21. Vizeu da Silva A. F. C., Godinho A. O., Agreira C. I. F., Valdez M. T. An educational approach to a lighting design simulation using DIALux evo software // 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Coimbra, 2016. pp. 1-6.