

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция ОРУ-110 кВ ТЭЦ ВАЗа»

Студент

В.И. Лапенко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

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

(личная подпись)

«    »                      2017 г.

Тольятти 2017

## Аннотация

Данная выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ, находящийся в Автозаводском районе «ТЭЦ Волжского автозавода» города Тольятти.

Тема работы важна, потому что строительство новых объектов и реконструкция уже существующих требует использование новых материалов и оборудования, в соответствии с существующими стандартами и ГОСТами при проектировании системы электроснабжения. Использование современных методов в разработке, прежде всего, затрагивает надежность системы и ее безопасность для жизни людей.

В соответствии с целью работы был проведен анализ объекта реконструкции, определена структура его системы электроснабжения, его местоположение и материал здания, количество этажей и количество сотрудников. Анализ объекта позволил рассчитать электрические нагрузки и выбрать соответствующее электрооборудование, соответствующее современным стандартам и правилам.

В ходе работы был выполнен расчет: токов короткого замыкания на шинах ОРУ, релейной защиты, системы заземления, капитальных вложений в схему электроснабжения, отчислений, фонда оплаты труда рабочих. Были выбраны оборудования для реконструкции устройства. Также в данной работы можно заметить общую характеристику ТЭЦ ВАЗа: в ней описывается создание ТЭЦ, когда было создано и кем, представлено описание про каждый корпус в частности и про выработку электрической энергии. Проанализированы схемы; электрооборудования ОРУ-110 кВ и также их описания с характеристиками, в которых можно найти выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и т.д.

Данная бакалаврская работа включает пояснительную записку объемом 57 листов, дополняемой 10 рисунками, 15 таблицами, 4 приложениями, 6 листами графической части формата А1.

## **Abstract**

This graduation qualification work is devoted to the reconstruction of located in the Avtozavodsky distric open 110 kV switchgear of the "Volzhsky Automobile Plant TETS" in the city of Togliatti.

The theme of the work is important, because the construction of new facilities and the reconstruction of existing ones requires the use of new materials and equipment in accordance with existing standards and GOSTs when designing the power supply system. The use of modern methods in the development, above all, affects the reliability of the system and its safety for people's lives.

In accordance with the purpose of the work, the reconstruction object was analyzed, the structure of its electricity supply system, its location and material of the building, the number of floors and the number of employees were determined. The analysis of the object made it possible to calculate electrical loads and select the appropriate electrical equipment that meets modern standards and rules.

In the course of the work, the calculation was carried out: short-circuit currents on the buses of the switchgear, relay protection, grounding system, capital investments in the electric power supply scheme, deductions, workers' compensation fund. Equipment for the reconstruction of the device was selected. Also in this work, you can see a general characteristic of the VAZ CHP plant: it describes the creation of a CHP plant, when it was created and by whom, a description is given of each housing in particular and about the generation of electrical energy. The circuits are analyzed; Electric equipment of 110 kV outdoor switchgear and their descriptions with characteristics in which it is possible to find switches, current transformers, voltage transformers, etc.

This thesis includes an explanatory note in the volume of 57 sheets supplemented with 10 figures, 15 tables, 4 annexes, 6 sheets of graphic part of the A1 format.

## Содержание

Введение.....	7
1 Общая характеристика ТЭЦ ВАЗа.....	8
2 Анализ схемы и электрооборудования ОРУ-110 кВ.....	11
3 Техническое описание существующего оборудования на ОРУ-110 кВ ТЭЦ ВАЗа.....	14
3.1 Выключатели воздушные.....	14
3.2 Разъединители.....	16
3.3 Трансформаторы тока.....	17
4 Расчет тока короткого замыкания для шин ОРУ-110 кВ ТЭЦ ВАЗа.....	18
5 Выбор оборудования для реконструкции ОРУ-110 кВ (3, 4 сш).....	28
5.1 Выбор силового выключателя 110 кВ.....	28
5.2 Выбор разъединителя.....	32
5.3 Выбор трансформатора тока 110 кВ.....	34
5.4 Трансформатор напряжения.....	36
6 Безопасность и экологичность объекта.....	39
6.1 Описание рабочего места, оборудования, выполняемых операций.....	39
6.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте электромонтера по обслуживанию электрооборудования ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа.....	39

6.3	Воздействие производственный факторов на организмы человека.....	41
6.4	Организационные, технические мероприятия по созданию безопасных условий труда.....	41
6.5	Обеспечение электробезопасности на производственном участке.....	42
6.6	Расчет защитного заземления.....	44
6.7	Расчет молниезащиты.....	46
7	Экономическая эффективность работы.....	47
7.1	Оценка технического и социального эффекта от внедрения проекта схемы.....	47
7.2	Расчет капитальных вложений в схему электроснабжения промышленного предприятия.....	48
7.3	Расчет амортизационных отчислений.....	49
7.4	Расчет фонда оплаты труда рабочих.....	50
7.5	Расчет отчислений на социальные нужды.....	51
7.6	Расчет отчислений в ремонтный фонд.....	51
7.7	Расчет отчислений на охрану труда и технику безопасности.....	52
7.8	Составление годовой сметы затрат на ремонт и эксплуатацию схемы электрооборудования.....	52
	Заключение.....	54
	Список использованных источников.....	55
	Приложение А.....	58

Приложение Б.....	59
Приложение В.....	60
Приложение Г.....	61

## Введение

Энергетика играет важнейшую роль в жизни страны. Отсутствие электричества парализует все отрасли народного хозяйства, несёт угрозу жизни людей. Оборудование энергосистемы России зачастую исчерпало свои запасы по ресурсу работы, а также морально и физически устарело. В последнее время энергетика нашей страны не видела масштабных проектов по развитию энергетического хозяйства. Результатом такой бездеятельности становятся различные системные аварии.

В связи со сложной экономической ситуацией Министерство энергетики России считает ненужным многочисленное строительство новых энергоустановок в стране. Изначально в данной ситуации нужно обеспечить стабильную работу энергосистем, то есть поддержание существующих мощностей на максимально возможном уровне надёжности и бесперебойности их работы из-за усовершенствования спецоборудования, поэтому дипломная работа актуальна.

Целью данной дипломной работы является оценка тех.состояния ОР устройства напряжением 110кВ ТЭЦ ВАЗа, с возможностью его обновления путем замещения старых несовершенных устройств на более современное. ТЭЦ ВАЗа осуществляет энергоснабжение, горячее и холодное водоснабжение, электротопление каждого из своих корпусов ОАО «АВТОВАЗ», «Нового» района г. Тольятти и предприятий промзоны этого же района в городе. Надёжность и эффективность работы её оборудования во многом определяет стабильность жизнедеятельности г.о. Тольятти, а также устойчивость работы энергетической системы России в целом.

## 1 Общая характеристика ТЭЦ ВАЗа

Начали строить ТЭЦ с 1966 году и происходило это в две очереди. В первую очередь отпустили тепло к потребителям от водогрейных котлов в ноябре 1967 года. А в декабре 1969 года запустили первое энергооборудование. Запланированная мощность ТЭЦ 1172 МВт была достигнута в 1987 году с вводом одиннадцатого турбоагрегата.

Проект ТЭЦ разработан Львовским отделением института «Теплоэлектропроект». Строительство ТЭЦ осуществлялось «Химэнергостроем» управления «Куйбышевгидрострой» с привлечением субподрядных специализированных организаций Министерства энергетики и электрификации СССР, монтаж оборудования вели тресты «Волгоэнергомонтаж» и гидроэлектромонтаж.

К основным частям этой станции относятся: главный цех, котельные №1,2,3, здания тех. водяного снабжения и эл. части, общий дополнительный корпус с химводоочисткой, топливное хоз-во.

Ведущий цех создан в сборном железобетоне. Компоновка – трехпролетная: пролет машинного зала – 39м, деаэрационного отделения – 12м, котельного отделения – 30м, шаг колонн – 12м. Котельное отделение имеет разрыв между осями, в который встроена двухэтажная вставка для объединенной насосной и бытовых помещений. Расположение турбогенераторов в машинном зале – поперечное (рисунок 1).



а



б

Рисунок 1 - Машинный зал (а, б)



Выдача электрической мощности данной станции изготавливается с открытых распределительных устройств на напряжениях 110 и 220 кВ, которые выполнены с двумя рабочими и третьей обходной системами сборных шин. Связь между распределительными устройствами 220 и 110 кВ производится через два автоматических трансформатора мощностью по 240 МВА с регулировкой  $U$  за счет добавочного ТТ.

ПТС создается на  $U$  6 и 0,4 кВ. Питание секций низкого напряжения создается с помощью трансформаторов 6 и 0,4 кВ мощностью 1000, 750, 630 КВА.



а

б

Рисунок 2 - Оборудование открытого распределительного устройства 110 кВ (а, б)

Управление работой оборудования и контроль за ним осуществляется с трех центральных тепловых щитов управления, на которые вынесены приборы регулирования и контроля работы основного и вспомогательного

оборудования. Координация работы всей электростанцией, управление работой общестанционного оборудования и открытых распределительных устройств осуществляется с главного щита управления. На электростанции полностью автоматизировано регулирование процессов горения и питания котлоагрегатов, температуры перегретого пара. Предусмотрена система технологической защиты и аварийная сигнализация.

Энергетики ТЭЦ проводят большую работу по снижению вредных выбросов в окружающую среду. В результате внедрения двухступенчатого сжигания газа на котлах ТГМ-84, рециркуляции дымовых газов на котлах ТГМЕ-464, образования и сжигания мелкодисперсной водомазутной эмульсии, выбросы окислов азота снижены на 40-50%. Проводятся научно-исследовательские работы по внедрению новых методов подготовки воды с уменьшением использования серной кислоты.

Проектируется опытно-промышленная установка по очистке регенерационных вод с получением товарных продуктов.

## **2 Анализ схемы и электрооборудования ОРУ-110 кВ**

Каждый потребитель подстанции питаются с шин ОРУ 110 кВ. Территориально оно стоит за основным зданием и разделяется от него дорогой. Т.к. устройство выдает огромную мощность с ген. установок (1172 МВт), то ток короткого замыкания на шинах генератора значителен, этим и объясняется выбор напряжения 110 кВ для распределения. Установка состоит из 2- рабочих и 2-х обходных систем сборных шин, причем рабочие системы СШ секционированы. Однолинейная электрическая схема ОРУ-110 кВ приведена в приложении А.

Секции сборных шин соединяются между собой воздушными выключателями марки ВВН1106 с номинальным током 2000А и номинальным током отключения 18 кА. На ору установлено 16 однофазных трансформаторов напряжения НАМИ 110: три на каждой рабочей секции сборных шин и по два на каждой обходной СШ. Он подключается через разъединитель и защищаются вентильными разрядниками типа РВМГ-110М.

В открытом распреустройстве 110 кВ находятся ячейки в количестве 36 штук. Каждая из ячеек играет свою роль в системе, например 1, 7, 10, 12, 14, 16, 20, 27, 32, 36 ячейках проходят в тунелях кабели, наполненные маслом. А 2, 4, 6, 15, 23-24, 26, 29 ячейки являются вводными с трансформаторов 8ГТ, 7ГТ, АТ6ГТ, 4ГТ, АТ5ГТ, 3ГТ, 2ГТ, 1ГТ. С 18 по 27 ячейкой подсоединяют рез. трансформатор, который будет питать соб. нужды с шин 110 кВ в случае аварии на подстанции. С ячеек 3, 5, 8, 13, 17, 19, 25, 28, 30, 33, 34 отводят воздухолинии к потребителям. В 9 и 35 связь происходит непосредственно через шиносоединители, а в 11 через обходные выключатели.

В каждой ячейке стоит по одному выключателю. Установлены следующие марки выключателей: воздушные ВВУ110Б40 (2000У) в ячейке 1; ВВН1106 в ячейках 2, 3, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36; ВВБМ110Б в ячейках 4, 8, 11, 13, 18.

Защита трансформатора от волн грозового перенапряжения выполнена с помощью разрядников РВМГ-110М.

В ячейках также установлены трансформаторы тока ТФНД-110 П, которые уже исчерпали свой ресурс и морально устарели.

В таблице 1 приведены данные о годах ввода в эксплуатацию воздушных выключателей установленных на ОРУ-110 кВ.

Таблица 1 - Годы ввода в эксплуатацию воздушных выключателей

№ п/п	Тип выключателя	Присоединение	Год ввода в эксплуатацию
1	ВВУ-110 "Эл.аппарат" г. Санкт-Петербург	ВАЗ-63	1990
2	ВВН-110-6 "Эл.аппарат" г. Санкт-Петербург	8ГТ	1969
3	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВДН-2	1969
4	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ПГС	1978
5	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	6ГТ	1970
6	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-13	1970
7	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ШСВ-34	1970
8	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-33	1970
9	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-11	1968
10	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-31	1974
11	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	4ГТ	1970
12	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-23	1970
13	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	Сускан-2	1972
14	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	Ваз - Мусорка	1972
15	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВАЗ-43	1970
16	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	СВ-24	1970

## Продолжение таблицы 1

17	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	СВ-13	1970
18	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	5ГТ	1974
19	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	3ГТ	1970
20	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ОСК-2	1973
21	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	2ГТ	1968
22	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-12	1969
23	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ПК3-1	1975
24	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	1ГТ	1969
25	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ПК3-2	1969
26	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	2ТР	1968
27	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-32	1969
28	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	РНС-2	1969
29	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ГОРОД-2	1969
30	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ШСВ-12	1969
31	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-22	1969
32	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-62	1969
33	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-42	1969
34	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ВА3-21	1982
35	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	РНС-1	1975
36	ВВН-110-6 "Эл.аппарат"	ГОРОД-1	1975
37	ВВБМ-110Б"Эл.аппарат"	7ГТ	1976

Из данной таблицы видно, что срок службы большинства выключателей ОРУ-110 кВ сорок лет и выше.

### 3 Техническое описание существующего оборудования на ОРУ – 110 кВ ТЭЦ ВАЗа

#### 3.1 Выключатели воздушные

Воздушные выключатели - это энергосиловые компоненты переменного тока, необходимые, чтобы включить и отключить эл. линии в типичных системах и при К.З.

На ОРУ – 110 кВ в ячейках установлены воздушные выключатели следующих типов: ВВН-110-6, ВВБМ-110Б, ВВУ-110Б-40 (2000У). Технические характеристики выключателей представлены в таблице 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Тех. хар-ки воздушного выключателя ВВН-110-6

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2000
4	Номинальный ток отключения, кА	32,2
5	Предельный ток термической устойчивости (в течение 3-х с.), кА	32,2
6	Предельный сквозной ток:	
	- амплитудное значение, кА	81
	- начальное эффективное значение, кА	32,2
7	Время включения выключателя, с	0,19
8	Время отключения (до погасания дуги), с	0,065
9	Максимальная длительность дуги, с	0,018
10	Минимальная бесконтактная пауза при АПВ, с	0,26
11	Номинальное давление воздуха, ати	19

Таблица 3 - Технические характеристики воздушного выключателя  
ВВБМ-110Б

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2000
4	Номинальный ток отключения, кА	32,2
5	Предельный ток термической устойчивости (в течение 3-х с.), кА	34
6	Предельный сквозной ток: - амплитудное значение, кА - начальное эффективное значение, кА	91 34
7	Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в дугогасительных камерах, ати	19
8	Допустимые пределы изменения давления воздух, ати	18-20
9	Минимальное давление воздуха, ати	17
10	Время отключения выключателя с приводом, с	0,065-0,045
11	Собственное время включения выключателя с приводом, не более, с	0,14
12	Бесконтактная пауза при АПВ, с	0,24
13	Емкость резервуаров дугогасительных камер, л	1600
14	Расход воздуха на вентиляцию, л/час	900
15	Расход воздуха на утечки, л/час	420

Таблица 4 - Технические характеристики воздушного выключателя  
ВВУ-110Б-40 (2000У)

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2000
4	Номинальный ток отключения, кА	41
5	Предельный ток термической устойчивости (в течение 3-х с.), кА	41
6	Предельный сквозной ток: - амплитудное значение, кА - начальное эффективное значение, кА	103 39
7	Время включения выключателя, с	0,19
8	Время отключения (до погасания дуги), с	0,079
9	Бестоковая пауза при АПВ, с	0,16-0,21
10	Номинальное давление воздуха, ати	19,5
11	Эксплуатационные пределы изменения давления, ати	18-22

### 3.2 Разъединители

Разъединитель – это коммутационная установка, предназначенная для напряжения выше 1000 В, нужна, чтобы изолировать отключенной части структуры, электроустановок и т.д.

Из-за того, что их система не имеет дугогас. устр-в, поэтому разъединителям не разрешается выключать ток нагрузки.



ОРУ-110 кВ укомплектовано разъединителями трех типов:

- Ячейки схемообразующих элементов (СВ; ШСВ; ОВ) и ячейки 5ГТ и 6ГТ – укомплектованы разъединителями РОНЗ-110-2000;
- Ячейки блоков 3ГТ,4ГТ,7ГТ – РЛНД-110-1000;
- Все остальные ячейки – разъединителями РЛНД-110-600.

Технические данные разъединителей приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Технические данные разъединителей

Тип разъединителя	Ном. напр., кВ	Ном. ток, А	Предельный сквозной		10 сек. ток термич. устойчив., кА	Для заземляющих ножей	
			действ. знач., кА	ампли- туда, кА		сквозн. ампл., кА	10 сек. термич. устойч., кА
РЛНД- 110-600	110	600	32	81	13	51	6
РЛНД- 110-1000	110	1000	32	81	16	51	6
РОНЗ- 110-2000	110	2000	47	81	26	51	6

### 3.3 Трансформаторы тока

В открытом распределительном устройстве 110 кВ установлены ТТ в виде ТФНД 110 П. ТТ передает сведения измерительным приборам устройствам дифзащиты и управления, для изоляции линий 2-х соединений от высокого напряжения в сетях переменного тока частоты 50 Гц, класса напряжения 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью в открытых РУ эл.станции и подстанций. Номинальное U 110 кВ, f 50 Гц, двухобмоточный ток 5 А. Класс точности 2-х обмоток 0,5.

#### 4 Расчет тока короткого замыкания для шин ОРУ-110 кВ ТЭЦ ВАЗа

Расчет токов короткого замыкания нужен для последующего выбора оборудования. Расчет будет производиться на шинах 110 кВ открытого распределительного устройства. Схема для расчета показана в приложении Б.

Базисная мощность  $S_{\bar{6}} = 1000$  МВА. Расчеты ведутся в относительных единицах, приведенных к базисным расчетным параметрам:

$$x_{сис} = x_{*ном.с} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.с}}; \quad (4.1)$$

$$x_{сис} = x_{*ном.с} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.с}} = 2,4 \cdot \frac{1000}{5200} = 0,46;$$

$$x''_{z} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z}}, \quad (4.2)$$

где  $x''_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора;

$$x''_{z1} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z1}} = \frac{0,210 \cdot 1000}{82,4} = 2,548;$$

$$x''_{z2} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z2}} = \frac{0,210 \cdot 1000}{82,4} = 2,548;$$

$$x''_{z3} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z3}} = \frac{0,214 \cdot 1000}{141,2} = 1,515;$$

$$x''_{z4} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z4}} = \frac{0,215 \cdot 1000}{141,1} = 1,523;$$

$$x''_{z5} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z5}} = \frac{0,256 \cdot 1000}{141,1} = 1,814;$$

$$x''_{z6} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z6}} = \frac{0,214 \cdot 1000}{141,2} = 1,515;$$

$$x''_{z7} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z7}} = \frac{0,192 \cdot 1000}{125} = 1,536;$$

$$x''_{z8} = \frac{x''_d \cdot S_{\bar{6}}}{S_{ном.z8}} = \frac{0,2074 \cdot 1000}{137,51} = 1,508;$$

$$\begin{aligned}
x''_{\varepsilon 9} &= \frac{x''_d \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}\varepsilon 9}} = \frac{0,221 \cdot 1000}{188,2} = 1,174; \\
x''_{\varepsilon 10} &= \frac{x''_d \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}\varepsilon 10}} = \frac{0,221 \cdot 1000}{188,2} = 1,174; \\
x''_{\varepsilon 11} &= \frac{x''_d \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}\varepsilon 11}} = \frac{0,221 \cdot 1000}{188,2} = 1,174; \\
x_T &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T}}, \tag{4.3}
\end{aligned}$$

где  $u_{\kappa\%}$  - напряжение короткого замыкания, %;

$$\begin{aligned}
x_{T1} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T1}} = \frac{10,8}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,350; \\
x_{T2} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T2}} = \frac{10,23}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,278; \\
x_{T3} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T3}} = \frac{11,6}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,928; \\
x_{T4} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T4}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,860; \\
x_{T7} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T7}} = \frac{11,2}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,896; \\
x_{T8} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T8}} = \frac{11,37}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,9096; \\
x_{T9} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T9}} = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,535; \\
x_{T10} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T10}} = \frac{10,8}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,540; \\
x_{T11} &= \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ.}T11}} = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,535;
\end{aligned}$$

Для АТ5 и АТ6:

$$U_{\kappa BH} \% = 0,5 \cdot (U_{\kappa BH-HH} + U_{\kappa BH-CH} - U_{\kappa CH-HH}); \quad (4.4)$$

$$U_{\kappa CH} \% = 0,5 \cdot (U_{\kappa BH-CH} + U_{\kappa CH-HH} - U_{\kappa BH-HH}); \quad (4.5)$$

$$U_{\kappa HH} \% = 0,5 \cdot (U_{\kappa BH-HH} + U_{\kappa CH-HH} - U_{\kappa BH-CH}), \quad (4.6)$$

где  $U_{\kappa BH-HH}$ ,  $U_{\kappa BH-CH}$ ,  $U_{\kappa CH-HH}$  – напряжения короткого замыкания трехобмоточного трансформатора;

$$U_{\kappa BH} \% = 0,5 \cdot (11,8 + 12,7 - 18,3) = 3,1 \% ;$$

$$U_{\kappa CH} \% = 0,5 \cdot (12,7 + 18,3 - 11,8) = 9,6 \% ;$$

$$U_{\kappa HH} \% = 0,5 \cdot (11,8 + 18,3 - 12,7) = 8,7 \% ;$$

$$x_{AT5 BH} = \frac{u_{\kappa BH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ5}} = \frac{3,1}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,129;$$

$$x_{AT5 CH} = \frac{u_{\kappa CH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ5}} = \frac{9,6}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,400;$$

$$x_{AT5 HH} = \frac{u_{\kappa HH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ5}} = \frac{8,7}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,362;$$

$$x_{AT6 BH} = \frac{u_{\kappa BH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ6}} = \frac{3,1}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,129;$$

$$x_{AT6 CH} = \frac{u_{\kappa CH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ6}} = \frac{9,6}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,400;$$

$$x_{AT6 HH} = \frac{u_{\kappa HH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.АТ6}} = \frac{8,7}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,362.$$

В приложении В представлена схема замещения. Для того чтобы рассчитать токи короткого замыкания, её нужно свернуть до многолучевой звезды, в центре которой окажется точка КЗ, а на концах лучей эквивалентные ЭДС. Ток короткого замыкания будет равен сумме токов ветвей.

Складываем последовательные сопротивления трансформатора и генератора в каждой ветви, затем ветви с одинаковыми ЭДС параллельно сворачиваем. Так как два автотрансформатора одинаковы и включены параллельно, то их заменяем одним, но с сопротивлением в два раза меньшим и получаем следующую схему на рисунке 3.

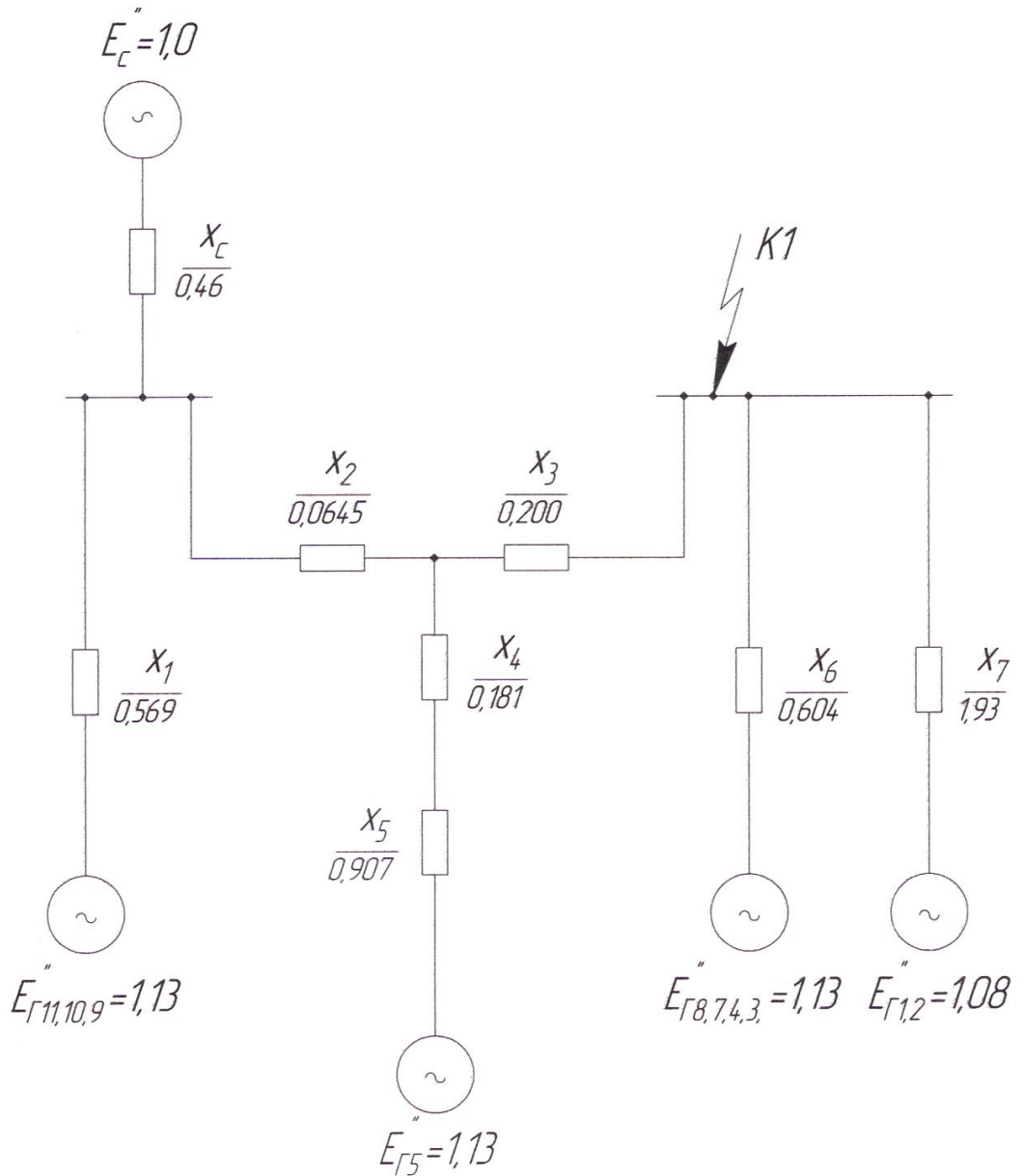


Рисунок 3 - Схема замещения

$$x_1 = (x_{T9} + x_{G9}'')/3 = \frac{(0,535 + 1,174)}{3} = 0,569;$$

$$x_2 = \frac{x_{AT5\ BH}}{2} = \frac{0,129}{2} = 0,0645;$$

$$x_3 = \frac{x_{AT5\ CH}}{2} = \frac{0,400}{2} = 0,200;$$

$$x_4 = \frac{x_{AT5\ HH}}{2} = \frac{0,362}{2} = 0,181;$$

$$x_5 = \frac{x_{T5}''}{2} = \frac{1,814}{2} = 0,907;$$

$$x_6 = \frac{1}{\frac{1}{x_{T8}'' + x_{T8}} + \frac{1}{x_{T7}'' + x_{T7}} + \frac{1}{x_{T4}'' + x_{T4}} + \frac{1}{x_{T3}'' + x_{T3}}} =$$

$$\frac{1}{\frac{1}{1,508 + 0,909} + \frac{1}{1,536 + 0,896} + \frac{1}{1,523 + 0,860} + \frac{1}{1,515 + 0,928}} = 0,604;$$

$$x_7 = \frac{(x_{T2}'' + x_{T2}) \cdot (x_{T1}'' + x_{T1})}{x_{T2}'' + x_{T2} + x_{T1}'' + x_{T1}} = \frac{(2,548 + 1,278) \cdot (2,548 + 1,350)}{2,548 + 1,278 + 2,548 + 1,350} = 1,930.$$

Затем сворачиваем ветви с разными ЭДС и складываем последовательные сопротивления, схема этих преобразований показана на рисунке 4.

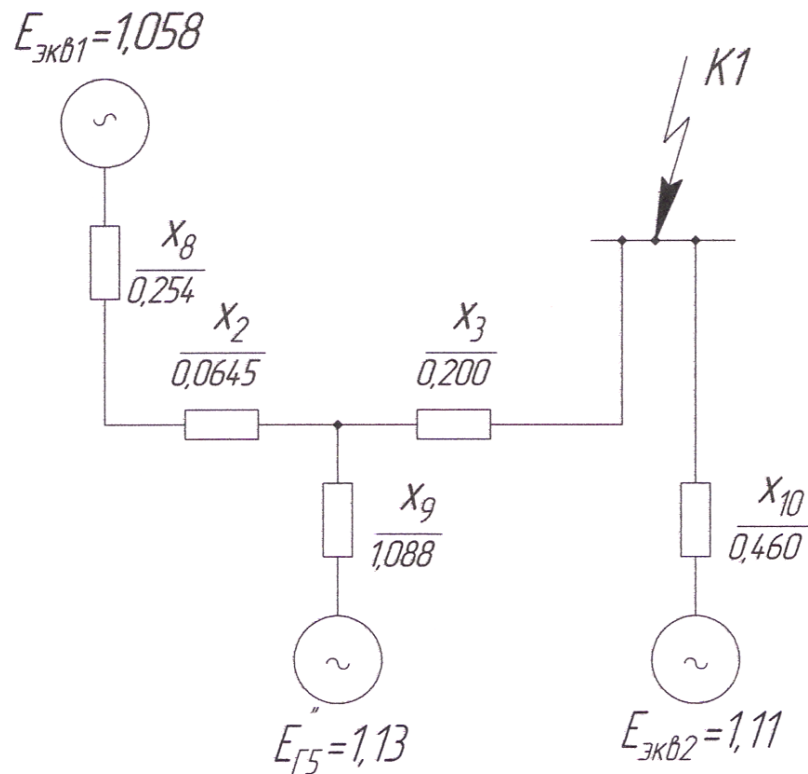


Рисунок 4 - Схема замещения

$$x_9 = x_4 + x_5 = 0,181 + 0,907 = 1,088;$$

$$E_{\text{экв1}} = \frac{E_C'' \cdot x_1 + E_{\Gamma 11,10,9}'' \cdot x_C}{x_1 + x_C} = \frac{1,0 \cdot 0,569 + 1,13 \cdot 0,46}{0,569 + 0,46} = 1,058;$$

$$E_{\text{экв2}} = \frac{E_{\Gamma 1,2}'' \cdot x_6 + E_{\Gamma 8,7,4,3}'' \cdot x_7}{x_6 + x_7} = \frac{1,08 \cdot 0,604 + 1,13 \cdot 1,93}{0,604 + 1,93} = 1,11.$$

Складываем последовательные сопротивления, получаем схему на рисунке 5.

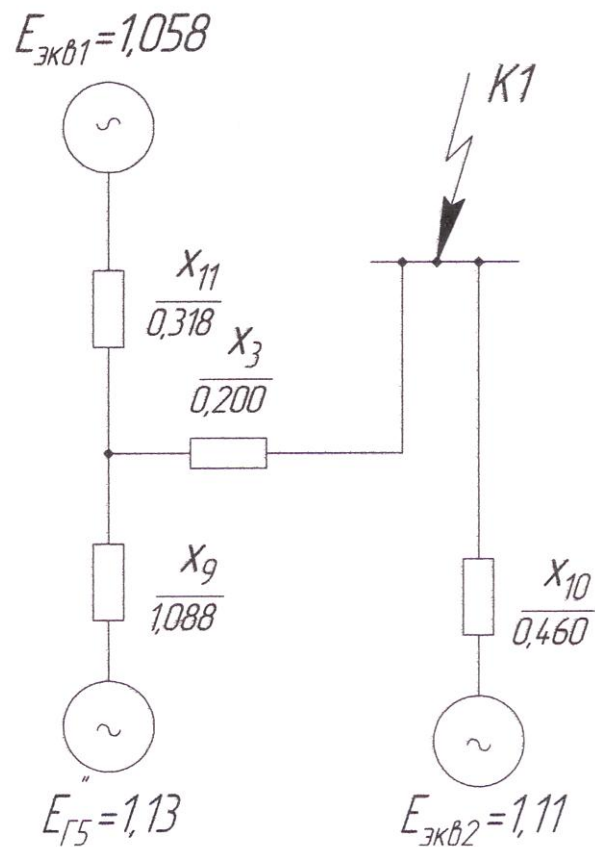


Рисунок 5 - Схема замещения

$$x_{11} = x_8 + x_2 = 0,254 + 0,0645 = 0,318.$$

Складываем ветви с разными ЭДС и получаем конечную схему замещения на рисунке 6.

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot x_9}{x_{11} + x_9} + x_3 = \frac{0,318 \cdot 1,088}{0,318 + 1,088} + 0,200 = 0,446;$$

$$E_{\text{экв3}} = \frac{E_{\text{экв1}} \cdot x_9 + E_{\Gamma 5}'' \cdot x_{11}}{x_9 + x_{11}} = \frac{1,058 \cdot 1,088 + 1,13 \cdot 0,318}{1,088 + 0,318} = 1,074.$$

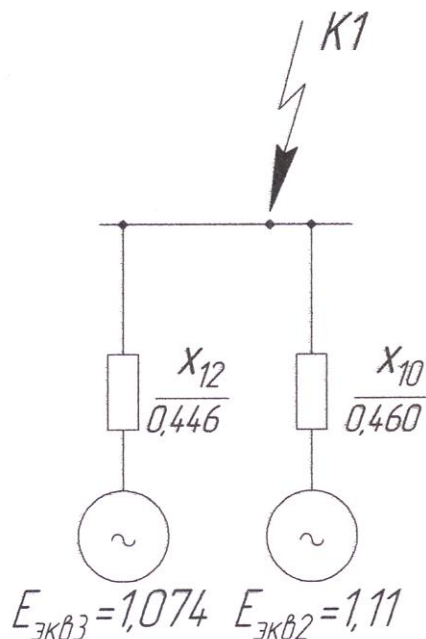


Рисунок 6 - Схема замещения

Базисный ток по формуле (4.7):

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad (4.7)$$

Находим ток короткого замыкания от каждой ветви по формуле (4.8):

$$1) I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв3}}}{x_{12}} \cdot I_{\bar{o}} = \frac{1,074}{0,446} \cdot 5,02 = 12,08 \text{ кА}; \quad (4.8)$$

$$2) I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв2}}}{x_{10}} \cdot I_{\bar{o}} = \frac{1,11}{0,460} \cdot 5,02 = 12,11 \text{ кА}.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания в точке K1 равен сумме двух ТОКОВ:

$$I_{n0K1}^{(3)} = 12,08 + 12,11 = 24,19 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ на землю. Для этого нам нужно составить схему нулевой последовательности (приложение Г) и найти суммарное сопротивление нулевой последовательности.



Сопровитления трансформаторов и системы остаются такими же, как и в прямой последовательности. Преобразовываем схему, сворачивая все параллельные ветви, и получаем схему на рисунке 7.

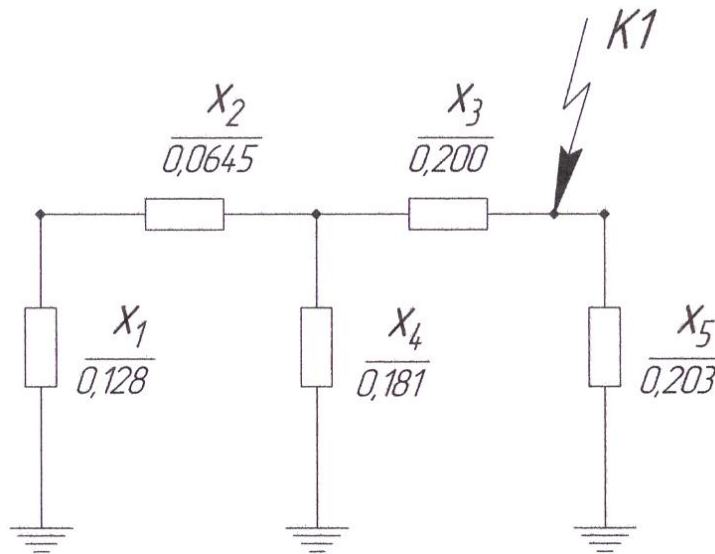


Рисунок 7 - Схема замещения нулевой последовательности

$$x_1 = \frac{1}{\frac{1}{x_{T9}} + \frac{1}{x_{T10}} + \frac{1}{x_{T11}} + \frac{1}{x_C}} = \frac{1}{\frac{1}{0,535} + \frac{1}{0,535} + \frac{1}{0,535} + \frac{1}{0,46}} = 0,128;$$

$$x_2 = \frac{x_{AT5 BH}}{2} = \frac{0,129}{2} = 0,0645;$$

$$x_3 = \frac{x_{AT5 CH}}{2} = \frac{0,400}{2} = 0,200;$$

$$x_4 = \frac{x_{AT5 HH}}{2} = \frac{0,362}{2} = 0,181;$$

$$x_5 = \frac{1}{\frac{1}{x_{T8}} + \frac{1}{x_{T7}} + \frac{1}{x_{T4}} + \frac{1}{x_{T3}} + \frac{1}{x_{T2}} + \frac{1}{x_{T1}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,909} + \frac{1}{0,896} + \frac{1}{0,860} + \frac{1}{0,928} + \frac{1}{1,278} + \frac{1}{1,35}} = 0,203;$$

Приводим схему нулевой последовательности к окончательному виду (рисунок 8.):

$$x_6 = \frac{(x_1 + x_2) \cdot x_4}{x_1 + x_2 + x_4} + x_3 = \frac{(0,128 + 0,0645) \cdot 0,181}{0,128 + 0,0645 + 0,181} + 0,200 = 0,293.$$

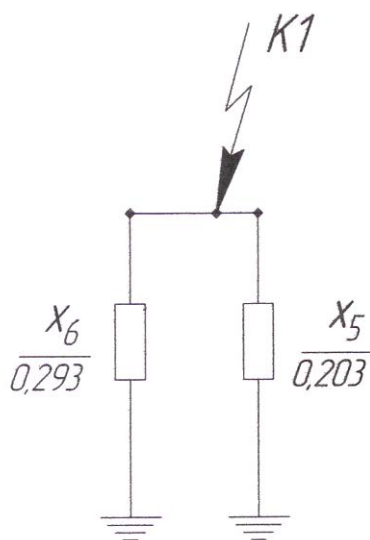


Рисунок 8 - Схема замещения нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_6 \cdot x_5}{x_6 + x_5} = \frac{0,293 \cdot 0,203}{0,293 + 0,203} = 0,119.$$

Сопротивление обратной последовательности будет равно сопротивлению прямой:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = \frac{x_{12} \cdot x_{10}}{x_{12} + x_{10}} = \frac{0,446 \cdot 0,460}{0,446 + 0,460} = 0,226;$$

$$E_{\text{экв4}} = \frac{E_{\text{экв3}} \cdot x_{10} + E_{\text{экв2}} \cdot x_{12}}{x_{10} + x_{12}} = \frac{1,074 \cdot 0,460 + 1,11 \cdot 0,446}{0,460 + 0,446} = 1,09;$$

По формулам (4.9 - 4.11) находим ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{E_{\text{экв4}}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,09}{0,226 + 0,226 + 0,119} = 1,9; \quad (4.9)$$

$$I_K^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 1,9 = 5,7; \quad (4.10)$$

$$I_{n0}^{(1)} = I_K^{(1)} \cdot I_{\bar{0}} = 5,7 \cdot 5,02 = 28,61 \text{ кА}. \quad (4.11)$$

Из данных расчетов можно сделать вывод, что однофазное короткое замыкание будет опаснее трехфазного. Поэтому для дальнейшего выбора оборудования будем брать ток однофазного короткого замыкания.

Определим ударный ток по формуле (4.12):

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{n0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 28,61 = 79,5 \text{ кА}, \quad (4.12)$$

где  $\kappa_{уд}$  – ударный коэффициент, определяется по [5].

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов по формуле (4.13):

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 28,61 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,26}} = 34,69 \text{ кА}, \quad (4.13)$$

где  $\tau$  – расчетное время, для которого требуется определять токи КЗ, соответствует времени размыкания цепи КЗ дугогасительными контактами выключателя

$$\tau = t_{p.з} + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}; \quad (4.14)$$

$T_a$  – константа времени затухания апериодического звена тока КЗ.

Определим тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по формуле (4.15):

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 28,61^2 \cdot (0,04 + 0,26) = 245,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.15)$$

## **5 Выбор оборудования для реконструкции ОРУ-110 кВ (3, 4 ш)**

### **5.1 Выбор силового выключателя 110 кВ**

Выключатели высокого напряжения нужны для поврежденной связи в энергетических структурах, для реализации процедуры присоединение и отсоединение различных линий в ручном или автоматическом регулировании. В подсоединенной позиции коммутатор обязан продолжительно обрабатывать ток наружки, а также кратковременно-аварийные. Не самые высокотехнологичные и морально устаревшие воздушные выключатели целесообразно заменить на аналоговые элегазовые выключатели с номинальным напряжением 110 кВ и с номинальным током 2500А.

Элегаз SF<sub>6</sub> это инертный газ, с плотностью в несколько раз превышающее плотность воздуха. У элегаза электрическая прочность в пару раз больше прочности воздуха.

Элегазовые коммутатор выглядит как замкнутая система, которое не выбрасывает газ на поверхность. Плюсы этих выключателей состоят в том, то они обезопасивают от пожаров и взрывов, стремительны, с наивысочайшей возможностью выключения, коммутаторы имеют наименьшую выработку дугогасительных контактов, пригодные для установки снаружи и внутри, есть возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями), малые размеры, нормальная работа при пониженных температурах.

Выбираем 2 типа элегазовых выключателей на 110 кВ соответственно, анализируем их и делаем свой выбор в пользу наиболее выгодного как в технологическом, так и экономическом плане варианте.

Рассмотрим 2 варианта оборудования для ячеек ОРУ 110 кВ:

- 1) Выключатель элегазовый колонковый ВГП-110,
- 2) Выключатель элегазовый бакового типа ЗАР1DT-145/ЕК,

Сравнение основных технических параметров ВГП-110 и ЗАР1DT-145/ЕК представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Основные технические параметры ВГП-110 и ЗАР1ДТ-145/ЕК

Наименование параметра	ВГП-110-40 У1	ЗАР1ДТ-145/ЕК
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2400	до 3240
Номинальный ток отключения, кА	39	до 39
ток термической стойкости	39	до 39
Собственное время отключения, с.	0,025	0,029
Полное время отключения, сек.	0,049	0,061
Собственное время включения, с.	0,5	0,058
Масса выключателя, кг	1200-1600	3610
Срок службы, лет	50	50
Гарантийный срок, лет	6	7
Цена, руб.	4 125 000	5 268 000

Исходя из таблицы 7 делаем свой выбор в пользу элегазового колонкового выключателя ВГП-110 (рисунок 9), так как все параметры подходят для его установки в ячейки ОРУ–110 кВ и цена ниже, чем у ЗАР1ДТ-145/ЕК.



Рисунок 9 - Элегазовый выключатель ВГП-110-40 У1

Выключатели ВГП-110, как и все другие элегазовые аппараты пожаро и взрывобезопасные, потому что все материалы которые могут воспламенится попросту отсутствуют.

Давление разрыва мембраны является хорошо сбалансированной границей между максимальным давлением в аппарате при рабочих коммутационных режимах и испытательным давлением узлов, образующих корпус полюса.

Привод выключателя:

пружинный привод ППрА базируется на конструкции, имеющей многолетнюю практику использования в колонковых выключателях, а именно:

- аккумулятором энергии является комплект винтовых цилиндрических пружин,
- управляющим органом является кинематическая система рычагов, кулачков и валов.

Безопасность управления пружинным приводом, как мощным кинематическим устройством, обеспечивается системой блокировок:

- от подачи ложных команд на включающие и отключающие электромагниты,
- от автоматического включения при ручном манипулировании,
- от включения при неполностью взведенных пружинах.

Привод имеет систему диагностики и контроля:

- питания электродвигателя,
- состояния пружин,
- обогрева шкафа,
- положения контактов выключателя,
- скоростных характеристик операций.

Проверяем выключатель ВГП-110 по основным параметрам:

1. По напряжению по формуле (5.1):

$$U_{ном} = 110кВ \geq U_{сет.ном} = 110кВ. \quad (5.1)$$

2. По длительному току

3. Проверка на симметричный ток отключения по формуле (5.2):

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт}; \quad (5.2)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$$

$$I_{нт} = 28,61 \text{ кА};$$

$$I_{откл.ном} = 28,61кА \geq I_{нт} = 40кА.$$

4. Проверка возможности отключать апериодическую составляющую тока КЗ по формуле (5.3):

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}; \quad (5.3)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40 / 100 = 25,45;$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 = 25,45 \leq i_{ат} = 34,69.$$

Это условие не выполняется, но допускается. В такой ситуации проверка по отключающей способности производится по току КЗ по формуле (5.4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{норм} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}; \quad (5.4)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{норм} / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 45 / 100) = 82 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 28,61 + 34,69 = 75 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{норм} / 100) = 82кА \geq \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 75кА.$$

Это условие выполняется, проверяем дальше.

5. По включающей способности по формулам (5.5 – 5.6):

$$i_{вкл} = 102кА \geq i_{уд} = 79,5кА; \quad (5.5)$$

$$I_{вкл} = 40кА \geq I_{н0} = 28,61кА, \quad (5.6)$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения,  $I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток присоединения.

6. На электродинамическую стойкость по формулам (5.7 – 5.8):

$$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{кА} \geq i_{\text{уд}} = 79,5 \text{кА}; \quad (5.7)$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{кА} \geq I_{\text{н0}} = 28,61 \text{кА}, \quad (5.8)$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший пик,  $I_{\text{пр.скв}}$  – значение периодической составляющей тока КЗ.

7. На способность выдержки резких перепадов температуры по формуле (5.9):

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 245,5 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Во многих энергетических структурах действительное состояние возобновления напряжения соответствует требованиям испытания коммутатора, поэтому проверка выключателя, как правило, не производится.

Выключатель ВГП-110-40 У1 удовлетворяет всем условиям проверки, поэтому принимается к установке.

## 5.2 Выбор разъединителя 110 кВ

На ОРУ – 110 кВ установлены разъединители горизонтально-поворотного типа РЛНД (разъединитель линейный) и РОНЗ (разъединитель однофазный).

Разъединители сделаны в качестве самостоятельных точек. Каждый из этих устройств не имеют электроприводов, и поэтому переключаются физической силой мужчины, что конечно же вредно для рабочих. Срок службы этих устройств истек, и их изоляторы могут быть опасными в момент переключения. Поэтому нужна замена на новые разъединители с электроприводами.



Возьмем два вида разъединителей, сравним их технические характеристики (таблица 8) и выберем наиболее подходящий.

1. Разъединитель SGF 123n,

2. Разъединитель РГП.

Таблица 8 - Основные технические параметры SGF 123n и РГП СЭЩ 110 кВ

Наименование параметра	SGF 123n	РГП СЭЩ 110 кВ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	1500(2400)	1160(1900)
Ток выдержки перепадов температуры, кА	41	41
Время, за которое протекает номинальный кратковременный выдерживаемый ток, с.		
- главные	4	4
- заземляющие	1,5	1,5
Цена, руб.	260 000	170 000

Из таблицы 8 видно, что по техническим параметрам разъединители схожи, поэтому выбираем РГП СЭЩ 110 кВ, так как его цена ниже.

Проверяем разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ по основным параметрам:

1. По напряжению по формуле (5.1):

$$U_{ном} = 110кВ \geq U_{сет.ном} = 110кВ.$$

2. По длительному току – 2000 А.

3. На электродинамическую стойкость по формуле по формуле (5.7):

$$i_{дин} = 100кА \geq i_{уд} = 79,5кА ,$$

где  $i_{дин}$  – наибольший пик.

4. На возможность выдержки резких перепадов температуры по формуле (5.9):

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k ;$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800кА^2 \cdot с;$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800кА^2 \cdot с \geq B_k = 245,5кА^2 \cdot с .$$

Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ удовлетворяет всем условиям проверки, поэтому принимается к установке.

### 5.3 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Требуется заменить морально и физически устаревшие трансформаторы тока ТФНД -110 II на более совершенные и новые. Для этого сравним два вида трансформаторов тока и выберем лучший.

1. Трансформатора тока ТФЗМ;
2. Трансформатор ТОЛ- 110.

Сравним их характеристики в таблицы 9.

Таблица 9 - Основные технические параметры ТФЗМ 110Б и ТОЛ-110

Наименование параметра	ТФЗМ 110Б	ТОЛ-110 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный первичный ток, А	1900	1900
Номинальная частота, Гц	49	49

Продолжение таблицы 9

Номинальный вторичный ток	6	6
Число вторичных обмоток	4	4
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos\varphi=0,8$ ; ВА:	29	29
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	40	70
Ток электродинамической стойкости, кА	110	142
Класс точности	0,45	0,45
Цена, руб.	124 300	138 500

Технические характеристики мало чем отличаются, поэтому выбираем трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1 (рисунок 10.), так как он дешевле.



Рисунок 10 - Трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1

Проверяем ТТ ТОЛ-110 УХЛ1 по основным параметрам:

1. По напряжению:

$$U_{ном} = 110кВ \geq U_{сет.ном} = 110кВ .$$

2. По длительному току – 2000 А.

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} = 153 \text{ кА} \geq i_{уд} = 79,5 \text{ кА},$$

где  $i_{дин}$  – наибольший пик.

4. На возможность выдержки резких перепадов температуры:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k ;$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 245,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

5. По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} \tag{5.10}$$

Трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки, поэтому принимается к установке.

#### 5.4 Трансформатор напряжения

Трансформатор напряжения нужен, чтобы уменьшить высокое напряжения до величины 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для извлечения линий релейной защиты от линий  $U_{max}$ .

Трансформаторы напряжения, которые установлены в открытом РУ 110 кВ на ВАЗе, НАМИ-110 и НКФ-110-57 уже устаревшие, и поэтому должны были быть заменены.

На замену предлагаются некоторые типы трансформаторов напряжения:

1. Трансформатора НКФА-110;

2. Трансформатор EOF-123.

Требуется разбор этих тр. напряжения и сделать выбор более выгодного пункта.

Анализ характеристик трансформаторов напряжения НКФА-110 и EOF-123 изображен в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнительный анализ тех. хар-тик тр-ров U

Наименование параметра	НКФА-110	ЕОФ-123
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	123
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$120/\sqrt{3}$	$120/\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	55	60, 65
Номинальная мощность вторичной основной обмотки, В·А, (при отсутствии нагрузки на других обмотках):		
- класс точности 0,2	200	$\leq 350$
- класс точности 0,5	400	$\leq 500$
Класс точности трансформатора	0,15; 0,6; 1,5; 4,0; 4Р	0,2-4; 4Р; 7Р
Предельная мощность трансформатора, В·А	3000	$\leq 3500$
Цена, руб.	145 800	125 700

После анализа данных из таблицы выше, выбрали трансформатор НКФА-110, потому что он владеет нужными хар-ками и является более экономичным по сравнению с другим трансформатором.

Далее нужно проверить НКФА-110 на вероятность подключения в открытом распредустройстве ТЭЦ ВАЗа. Проверка производится с параметрами:

1) Проверка по напряжению.

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$

$$110кВ = 110кВ$$

2) Выбор конструкции и схем соединения обмоток.

3) Выбор класса точности. Класс точности трансформатора напряжения НКФА 0,15; 0,6; 1,5; 4,0; 4Р.

4) Проверка по вторичной нагрузке.

$$S_2 \geq S_{2ном}$$

Где  $S_2$  – вторичная нагрузка трансформатора напряжения;

$S_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора напряжения в выбранном классе точности ( $S_{2ном}=200 \text{ ВА}$ ).

$$S_{2\varepsilon} = \sqrt{(\sum S_{2ном} \cos\phi)^2 + (\sum S_{2ном} \sin\phi)^2} = \sqrt{P_{2ном}^2 + Q_{2ном}^2} = \sqrt{5,52^2 + 3,7^2} = 6,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Наш трансформатор НКФА имеет ном. мощностью в классе точности 0,5, необходимый для счетчиков,  $200 \text{ В} \cdot \text{А}$ . Поэтому:

$$S_2 \geq S_{2ном}$$

$$6,6 \text{ ВА} = 200 \text{ ВА}$$

Так как трансформатор прошел проверку, то он будет работать в данном классе точности.

Т.к. НКФА-110 удовлетворяет всем проверкам, то возьмем его на реконструкцию на ОРУ 110 кВ (3, 4 сш) ТЭЦ ВАЗа.

## **6 Безопасность и экологичность объекта**

### **6.1 Описание рабочего места, оборудование, выполняемых операций**

В данном дипломном проекте рассматривается рабочее место электромонтера – открытое распределительное устройство ТЭЦ ВАЗ напряжением 110 кВ.

Спецификация электрических аппаратов, обслуживаемых электромонтером, на ОРУ 110 кВ представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Спецификация электрических аппаратов на ОРУ 110 кВ

№	Наименование оборудования	Работы, операции, выполняемые на данном оборудовании
1	Высоковольтные выключатели	Эксплуатация, монтаж, ремонт
2	Разъединители	
3	Трансформаторы тока	
4	Трансформаторы напряжения	
5	Ограничители перенапряжения	

### **6.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте электромонтера по обслуживанию электрооборудования ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа**

Опасный производственный фактор - это воздействие, которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредный производственный фактор – это, когда при некоторых условиях, воздействие этого фактора приводит рабочего к осложнению здоровья, заболеваниям и снижению работоспособности.

Совокупность выше описанных производственных факторов по обслуживанию электрооборудования ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Совокупность опасных и вредных производственных факторов

№	Наименование опасного и вредного производственного фактора	Виды работ, оборудование, технологические операции, при которых встречается данный производственный фактор
<b>Физические опасные и вредные производственные факторы</b>		
1	Движущиеся машины и механизмы, и их незащищенные подвижные части	Обслуживание разъединителей
2	Повышенная или пониженная температура рабочей зоны	Обслуживание оборудования на открытом распределительном устройстве
3	Повышенные значения напряжения в электрической цепи	Обслуживание оборудования на ОРУ 110 кВ
4	Повышенный уровень статического электричества и электромагнитных излучений	Обслуживание оборудования на ОРУ 110 кВ
5	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно пола (земли)	Обслуживание трансформаторов тока и ограничителей перенапряжения
<b>Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы</b>		
6	Физические перегрузки	Приведение в действие приводов высоковольтных выключателей при помощи мускульной силы человека; работа с заземляющими ножами разъединителей



### **6.3 Воздействие производственных факторов на организм человека**

- 1) Устройства, которые находятся в движении и их открытые части могут повредить здоровью человека (ушибы, переломы и так далее);
- 2) Повышенная или пониженная температура рабочей зоны;
- 3) Повышенные значения напряжения в электрической цепи;
- 4) Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли повышает вероятность падения электромонтера и возникновению у него механических травм (ушибов, переломов, ран, увечий и т.д.).
- 5) Физические перегрузки – это перегрузки опорно-двигательного аппарата: подъем и перенос тяжестей, неудобное положение тела, длительное давление на кожу, суставы, мышцы и кости. Динамические и статические перегрузки, переохлаждение, перегревание, длительное пребывание в вынужденной рабочей позе и т.п. приводят к развитию болей в спине, нарушениям локомоторной системы, развитию поражения шейного региона, поражению грудного региона.

Наиболее распространенными факторами, приводящими к нарушению здоровья человека, оказались: немеханизированный труд, связанный с подъемом и переносом тяжестей (66,6%), неблагоприятный микроклимат на рабочем месте, связанный с переохлаждением и перегреванием (59,3%), статическое напряжение мышц при длительном пребывании в позе стоя (51,8%);

### **6.4 Организационные, технические мероприятия по созданию безопасных условий труда**

- 1) Устройства, находящиеся в подвижном состоянии, необходимо огораживать и проводить ежегодное обучение электромонтеров для обеспечения безопасности. При работе с движущимися механизмами персонал должен пользоваться средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, ботинки);

2) Повышенная или пониженная температура рабочей зоны.

При обслуживании оборудования ОРУ электромонтеру рекомендуется использовать следующие способы и средства защиты: рациональные режимы труда и отдыха (сокращение продолжительности рабочей смены, введение дополнительных перерывов, организация комнат отдыха с оптимальными параметрами микроклимата), использование средств индивидуальной защиты;

3) Повышенные значения напряжения в электрической цепи.

Электробезопасность на производстве обеспечивается следующими методами и способами: защитное заземление, зануление, защитное отключение, изоляция токоведущих частей, ограждение рабочего места, документальное оформление работ, использование знаков безопасности и изолирующих предохранительных приспособлений;

4) Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.

При работах на высоте безопасность должна обеспечиваться использованием предохранительного пояса и страховочного каната;

5) Физические перегрузки.

Для обеспечения рациональных режимов труда на открытом распределительном устройстве для электромонтера рекомендуется сократить продолжительность рабочей смены, ввести дополнительные перерывы, организовать комнаты отдыха с оптимальными параметрами микроклимата.

### **6.5 Обеспечение электробезопасности на производственном участке**

Электробезопасность на производстве обеспечивается соответствующей конструкцией электроустановок, применением технических способов и средств защиты, организационными и техническими мероприятиями. Ниже представлены 2 способа защиты от удара эл. тока:

1) Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Защитному заземлению подлежат

металлические части электроустановок, доступные для соприкосновения электромонтера и не имеющие других видов защиты, обеспечивающих электробезопасность;

2) Защитное отключение – быстрая защита, которая обеспечивает авт.отключение устройства при опасности поражением тока. Принцип заключается в том, чтобы ограничить время протекание тока. Такая система следит за сетью и, когда измениться какое-нибудь значение, то она вырубает участок или сеть;

Работы в действующих электроустановках должны выполняться по наряду-допуску, распоряжению, перечню работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации. Также должны быть приняты организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ.

Организационные мероприятия:

1) Оформление работ нарядом, распоряжением, перечнем работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2) Допуск к работе;

3) Надзор за работами;

4) Оформление перерывов в работе, перехода на другое рабочее место, окончания работ.

Технические мероприятия:

1) Произвести необходимые отключения, принять меры препятствующие подачи напряжения, вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;

2) Наложить переносное заземление;

3) Вывесить предупреждающие плакаты.

## **6.6 Расчет защитного заземления**

Вся металлоустановка электроустановок, не находящиеся под напряжением, обязаны заземляться. Для того, чтобы заземлить установки требуются естественные и искусственные заземлители. На данной подстанции

грунт в виде из-вестняка со значением удельного сопротивления 100 Ом/м,  $t=0,3\text{м}$ , ток замыкания на землю . Намечена к выполнению сетка с 9 прямоугольными ячейками и 12 вертикальными проводниками с  $l_B=15\text{м}$ ,  $a=66\text{м}$ . Естественных заземлителей нет.

Размер открытых распределительных устройств узнается по размеру ячеек и кол-ва ячеек:

Размеры ячейки ОРУ 110 кВ:  $50\text{ м} \times (12 \div 15)\text{ м}$

Площадь заземленного участка ( $S, \text{ м}^2$ ) принимается равной площади распределительного устройства.

Расчет производится по допустимому сопротивлению заземления ( $R_3=0,5\text{ Ом}$ ).

1) Сопротивление грунта

Принимаем в качестве грунта суглинок с удельным сопротивлением 100 Ом·м;

2) Размеры защищаемого объекта

Размеры ОРУ ТЭЦ ВА3  $300\text{ м} \times 500\text{ м}$ . Площадь  $S=150000\text{ м}^2$ , периметр  $P=800\text{ м}$ ;

3) Используемые заземлители

Глубина заложения полосы заземления  $t=0,3\text{ м}$ , расстояние между горизонтальными полосами 20 м., длина вертикальных заземлителей  $l_B=22\text{ м}$ . Вертикальные заземлители установлены по периметру в местах расположения ЛЭП. Расстояние между горизонтальными проводниками. Количество ячеек:

$$\frac{300}{20} = 15 \text{ и } \frac{500}{20} = 25.$$

4) Общая длина горизонтальных проводников

$$L_2 = 300 \cdot 15 + 500 \cdot 25 = 17000\text{ м}$$

5) Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_B \cdot n_B$$

$$L_B = 22 \cdot 12$$

6) Расстояние между вертикальными заземлителями

$$a = \frac{P}{n_g} \text{ м}$$

$$a = \frac{800}{12} = 66 \text{ м}$$

7) Сопротивление заземлителя

$$R = A \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

где  $A = 0,44 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$  при  $0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} < 0,1$  ;

$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$  при  $0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} < 0,5$  .

$\rho$  – удельное сопротивление грунта.

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{22 + 0,3}{\sqrt{150000}} = 0,06$$

$$0 \leq 0,06 < 1$$

$$A = 0,44 - 0,84 \frac{22 + 0,3}{\sqrt{150000}} = 0,39$$

$$R = 0,39 \frac{100}{\sqrt{150000}} + \frac{100}{17000 + 264} = 0,12 \text{ Ом}$$

8) Сопротивление заземляющего устройства.

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e},$$

Т.к. на сопротивление заземлителей воздействуют очень много факторов, то его можно принять как  $R_e = 1,5 \div 3$  Ом.

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,12 \cdot 1,5}{0,12 + 1,5} = 0,11 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства ниже допустимого.

## 6.7 Расчет молниезащиты

Молниеотводы должны обеспечивать зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ.

1) Высота молниеотводов ОРУ

$$h = \frac{D}{8} + h_x = \frac{81}{8} + 25 = 35,13 \approx 36 \text{ м} ,$$

$$D = \sqrt{n \cdot \delta^2 + \frac{b + c + e}{2}^2} = \sqrt{5 \cdot 15^2 + \frac{8,2 + 10 + 25}{2}^2} = 81 \text{ м}$$

где  $n$  – количество ячеек между молниеотводами.

$h_x = 25$  м (высота порталов)

2) Поправочный коэффициент

$$p = \sqrt{\frac{30}{h}} = \sqrt{\frac{30}{36}} = 0,83 ,$$

где  $h$  – высота молниеотвода

3) Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

а) на уровне порталов

$$r_x = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x/h} = 1,6 \cdot 0,83 \cdot \frac{36 - 25}{1 + 25/36} = 8,6 \text{ м}$$

б) на уровне 11 м

$$r_x = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x/h} = 1,6 \cdot 0,83 \cdot \frac{36 - 11}{1 + 11/36} = 25,4 \text{ м}$$

4) Зона защиты молниеотводов

$$h_0 = h - \frac{a}{7p} = 36 - \frac{50}{7 \cdot 0,83} = 27,4 \text{ м} ,$$

Где  $a$  – расстояние между молниеотводами

а) на уровне порталов

$$r_x = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x/h} = 1,6 \cdot 0,83 \cdot \frac{27,4 - 25}{1 + 25/27,4} = 1,7 \text{ м}$$

б) на уровне 11 м

$$r_x = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x/h} = 1,6 \cdot 0,83 \cdot \frac{27,4 - 11}{1 + 11/27,4} = 15,5 \text{ м}$$

## **7 Экономическая эффективность работы**

### **7.1 Оценка технического и социального эффекта от внедрения**

#### **проекта схемы**

В данной бакалаврской работе рассматривается реконструкция ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа. Она заключается в замене морально и физически устаревших воздушных выключателей на современные элегазовые, а также замена старых трансформаторов тока, разъединителей на новые, и замена разрядников на более совершенные ограничители перенапряжения.

С помощью такого улучшения электрической схемы открытого распределительного устройства мы получаем следующие преимущества:

1. Возрастает надежность электроснабжения, и исключаются возможные перебои в электроснабжении Автозаводского района и промышленных потребителей;

2. Увеличивается безопасность эксплуатации ОРУ-110 кВ, так как пропадает опасный фактор – система с высоким давлением воздуха. В свою очередь элегаз ( $\text{SF}_6$ ) не представляет никакой угрозы ни человеку, ни окружающей среде. За счет применения полимерной изоляции и приводов на разъединителях уменьшается вероятность раскола изоляторов и попадания обслуживающего персонала под действие электрической дуги.

3. Снижаются затраты на эксплуатацию открытого распределительного устройства за счет ликвидации воздушного хозяйства и уменьшения расходов на ремонт оборудования, также можно снизить количество обслуживающего персонала, так как элегазовые выключатели требуют минимального обслуживания, и фирма производителя предоставляет ремонт своей продукции в течении 5 лет.

## 7.2 Расчет капитальных вложений в схему электроснабжения промышленного предприятия

Технические новшества, которые вносятся в основную схему, проводятся поднятием или опусканием кап. вложений.

В этот капитал входят траты на покупку и ремонт электрооборудования, строение воздушных и кабельных линий, РУ и другие. Расчет выполняется в таблице 13.

Таблица 13 - Капитальные вложения в схему электроснабжения  
промышленного предприятия (Сметно-финансовый расчет)

№	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс. руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	2	3	4	5	6
<u>Вариант 1</u>					
1	Выключатель элегазовый колонковый ВГП-110 производства ОАО ВО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург.	Шт.	42	3981	167202
2	Трансформатор опорный литой ТОЛ-110 УХЛ1	Шт.	126	145	18270
3	Трансформатор напряжения НКФА-110	Шт.	6	285	1710
4	Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ	Шт.	158	250	31600
	<i>Итого Кобор:</i>				218782



Вариант 2					
1	2	3	4	5	6
1	Выключатель элегазовый бакового типа ЗАР1ДТ-145/ЕК	Шт.	42	4352	182784
2	Трансформатор тока наружной установки ТФЗМ 110Б-ПУ1	Шт.	126	153,4	19328,4
3	Трансформатор напряжения EOF-123	Шт.	6	300	1800
4	Разъединитель SGF 123n производства ЗАО «АББ-УЭТМ»	Шт.	158	320	50560
	Итого <i>Кобор</i> :				254472,4

В результате расчетов капиталовложений проекта можно сделать вывод что для варианта 1 потребуется меньше денежных средств, чем для варианта 2, разница составляет 35690,4 тыс. рублей.

### 7.3 Расчет амортизационных отчислений

Такие списания рассчитываются по формуле, тыс. руб.

$$Зам = (\sum Кобор_i \times На_i) / 100$$

где *Кобор* – первоначальная стоимость элементов схемы, для первого и второго вариантов, тыс. руб.,

*На* - норма амортизации, соответственно по видам оборудования, %.

Для элегазового выключателя норма амортизации:

$$H_a = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\% = \frac{1}{40} \cdot 100\% = 2,5\% ,$$

Для разъединителей, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения норма амортизации:

$$H_a = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\% = \frac{1}{30} \cdot 100\% = 3,3\% .$$

Рассчитаем амортизационные отчисления для 1 варианта:

$$Z_{ам} = \frac{167202 \cdot 2,5 + 18270 \cdot 3,3 + 1710 \cdot 3,3 + 31600 \cdot 3,3}{100} = 5882,2 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем амортизационные отчисления для 2 варианта:

$$Z_{ам} = \frac{182784 \cdot 2,5 + 19328,4 \cdot 3,3 + 1800 \cdot 3,3 + 50560 \cdot 3,3}{100} = 6935,3 \text{ тыс.руб.}$$

#### 7.4 Расчет фонда оплаты труда рабочих

В замене одного элегазового выключателя участвует бригада из 4 человек, примерный состав бригады и тарифные ставки указаны в таблице 14. Для монтажа первичных и вторичных цепей выключателя потребуется 18 смен по 8 часов. Той же бригадой для замены разъединителя потребуется 10 смен по 8 часов, а для замены трансформатора тока и ОПН – 2 смены по 8 часов.

Посчитаем эффективный фонд времени для всей реконструкции ОРУ-110кВ:

$$F_{эф} = 42 \cdot (18 + 10 + 2) \cdot 8 = 10080 \text{ часов}$$

Таблица 14

Профессия	Тарифный разряд	Тарифная ставка	Число ремонтных рабочих в бригаде
Электромонтер	VI	78	1
-//-	V	70	-
-//-	IV	63	3

Фонд заработной платы на реконструкцию распреустройства считается путем сложения базовой ( $Z_{осн}$ ) и доп. начислений ( $Z_{доп}$ ), тыс. руб.:

$$Z_{фот} = Z_{осн} + Z_{доп} = 3633,3 + 363,33 = 3996,63 \quad (3.2)$$

В базовую зарплату входят: часовая зп, премия за различные заслуги, доплаты за доработку предусмотренных трудовым законодательством, тыс. руб.:

$$Z_{осн} = F_{эф} \cdot \sum N_i \cdot t_{см.i} \cdot \left(1 + \frac{B_{нр}}{100}\right) = 10080 \cdot (1 \cdot 78 + 3 \cdot 63) \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 3633,3, \quad (3.3)$$

где  $N_i$  – кол-во персонала  $i$ -го разряда;

$t_{cm,i}$  – часовая зарплата  $i$ -го разряда, руб.;

$V_{np}$  – премии и доплаты в процентах.

Доп. зп, тыс. руб.:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot \frac{K_{доп}}{100\%} = 36333 \cdot \frac{10}{100\%} = 3633,3, \quad (3.4)$$

где  $K_{доп}$  — доп. зп, начисляется к % от базисной зарплаты.

Прибавочная заработная плата считается по трудовому законодательству и платится за то время, в которое рабочий не был по своему графику на работе, в том числе это отпуска, больничный и другие.

### 7.5 Расчет отчислений на социальные нужды

Заработанные деньги персонала отчисляются на соц.нужды каждый месяц во внебюджетные фонды, а точнее – пенсионный, мед. и соц. страхования.

Такая величина определяется по формуле, тыс. руб.:

$$Z_{соц} = Z_{фот} \times O_{соц} / 100\% = 3996,63 \cdot \frac{26,2}{100} = 1047,11 \quad (3.5)$$

где  $O_{соц}$  — процент отчислений на социальные нужды, %;

$Z_{фот}$  — дополнительная зарплата, тыс. руб.

### 7.6 Расчет отчислений в ремонтный фонд

В такие отчисления ( $Z_{рем}$ ) входят выплаты на запасные детали, кабеля, вспом. инструмент и так далее., и вычисляются они суммой сложившимся на заводе зп персонала или процентом от кап. выплат ( $K$ ) по формуле:

$$Z_{рем1} = K \times V_{рем} / 100\% = 218782 \times 1,7 / 100 = 3719,3, \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{рем2} = K_2 \times V_{рем} / 100\% = 254472,4 \times 1,7 / 100 = 4326,1, \text{ тыс. руб.}$$

где  $V_{рем}$  — процент на ремонт электрического устройства.

## 7.7 Расчет отчислений на охрану труда и технику безопасности

Выплаты на тб считаются по формуле:

$$Зтб = Чраб \times Нтб = 4 \cdot 6200 = 24,8, \text{ тыс. руб.},$$

где *Нтб* – норма расхода средств техники безопасности и охраны труда на одного рабочего в год, руб;

*Зтб* – отчисления на охрану труда, тыс. руб.

## 7.8 Составление годовой сметы затрат на ремонт и эксплуатацию схемы электроснабжения

Для составления годовой сметы затрат на ремонт и эксплуатацию схемы электроснабжения полученные результаты расчета всех затрат по двум вариантам (п.п 3.1-3.6) - заключили в таблицу 15.

Таблица 15 - Годовая смета затрат на ремонт и эксплуатацию схемы электроснабжения

№ п/п	Издержки	Индекс затрат	Затраты по варианту	
			Вариант 1	Вариант 2
			тыс.руб	тыс.руб
1	Амортизационные отчисления	Зам.	<b>5882,20</b>	<b>6935,30</b>
2	Затраты на оплату труда в т.ч.			
	- основная зарплата производственных рабочих	Зосн	3633,30	3633,30
	- дополнительная зарплата произ. рабочих	Здоп	363,33	363,33
	-отчисления на социальные нужды	Зсоц	1047,11	1047,11
	итого годовой фонд оплаты труда	Зфот	<b>3996,63</b>	<b>3996,63</b>
3	Ремонтный фонд	Зрем.ф.	<b>3719,30</b>	<b>4326,10</b>
4	Затраты на охрану труда и технику безопасности	Зт.б.	<b>24,80</b>	<b>24,80</b>
5	ИТОГО:	Зэкспл	<b>14670,0</b>	<b>16329,9</b>

На основе годовой сметы видно, что расходы на ремонт и эксплуатацию схемы электроснабжения у варианта 1 меньше, чем у варианта 2, на 1659,9 тыс. руб. Большую часть затрат составляют амортизационные отчисления и ремонтный фонд.

В результате экономического расчета двух вариантов схем ОРУ-110 кВ получаем, что вариант 1 больше всего подходит для реализации проекта, так как капитальных вложений нужно 218248 тыс.руб., что на 35600,4 тыс. рублей меньше второго варианта. Также для первого варианта требуется меньше эксплуатационных затрат, которые составляют 14643,24 тыс.руб. Основными статьями в этих затратах являются амортизационные отчисления и ремонтный фонд.

## **Заключение**

Энергетическое оборудование должно обладать высоким уровнем надежности. Внеплановые остановки влекут за собой убытки из-за нарушения производственного процесса, простоя устройств. При добавлении новых устройств, которые отвечают всем гостам и требованиям, снижаются затраты трудовых и материальных ресурсов на реконструкцию и поддержку спецоборудования.

В данной бакалаврской работе была произведена реконструкция ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа. В ходе работы была дана характеристика генерирующего предприятия, по которой можно сделать вывод о важности бесперебойной работы ТЭЦ ВАЗа. Произведен анализ схемы и электрооборудования открытого распределительного устройства 110 кВ, а также техническое описание электрических аппаратов, установленных на ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа. В результате выяснилось, что срок эксплуатации большинства оборудования сорок лет и выше. В связи с этим была рекомендована замена силовых выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения на новое, более совершенное оборудование. Для этого были рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 110 кВ. Затем из двух вариантов оборудования был выбран наиболее экономически эффективный, предварительно проверенный по всем параметрам. Были рассчитаны капиталовложения, требующиеся для реализации данной работы и затраты на эксплуатацию.

После реконструкции ОРУ 110 кВ обеспечивается надежность электроснабжения потребителей ТЭЦ ВАЗа и снижаются затраты на эксплуатацию оборудования, так как оборудование не требует большого обслуживания на протяжении срока службы, и ликвидируется воздушное хозяйство, требующее не только денежных вложений, но и представляющее угрозу безопасности оперативному и ремонтному персоналу.

## Список использованных источников

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2012.
- 2 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): Учебник для бакалавров / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М.: Дашков и К, 2015.
- 3 Беляков, Г.И. Безопасность жизнедеятельности. Охрана труда: Учебник для бакалавров / Г.И. Беляков. - М.: Юрайт, 2013.
- 4 Боровская, И.Г. Расчет токов короткого замыкания в электрических схемах электростанций и подстанций / И.Г. Боровская. – Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2012.
- 5 Бычков, Ю.В. Многостороннее ОМП: проблемы и решения : Релейная защита и автоматизация / Ю.В. Бычков. – М.: Информационный материал фирмы «НПП Бреслер», 2012.
- 6 Диагностика электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. Методические указания МУ 1.3.99.0037-2009. - М.: Энергия, 2014.
- 7 Докторов, А.В. Охрана труда на предприятиях автотранспорта: Учебное пособие / А.В. Докторов, О.Е. Мышкина. - М.: Альфа-М, НИЦ ИНФРА-М, 2013.
- 8 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик – Москва: Книга по Требованию, 2012.
- 9 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013.
- 10 Климова, Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. энергосбережение: Учебное пособие для прикладного бакалавриата / Г.Н. Климова. - Люберцы: Юрайт, 2016.
- 11 Красник, В.В. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах: Пособие для изучения и подготовки к проверке знаний / В.В. Красник.

- М.: Энас, 2012.

12 Красник, В.В. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Раздел 2. Передача электроэнергии. Пособие для / В.В. Красник. - М.: НЦ ЭНАС, 2012.

13 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. - М.: Энергия, 2014.

14 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. - М.: ИАЦ Энергия, 2012.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - М.: ИЦ Академия, 2012.

16 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013.

17 Степанов, И.Н. Повышение эффективности применения компенсирующих устройств в режиме замыкания. Релейная защита и автоматизация / И.Н. Степанов. – Чебоксары.: ООО «НН ПРЕСС», 2012.

18 Туревский, И.С. Дипломное проектирование автотранспортных предприятий: Учебное пособие / И.С. Туревский. - М.: ИД ФОРУМ, ИНФРА-М, 2012.

19 Хорошилов, Н.В. Электропитающие системы и электрические сети / Н.В. Хорошилов. – М.: ТНТ, 2013.

20 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов.. - М.: Форум, 2012.

21 Energy Data Visualization Requires Additional Approaches to Continue to be Relevant in a World with Greater Low-Carbon Generation, 2016, I.A. Grant



Wilson.

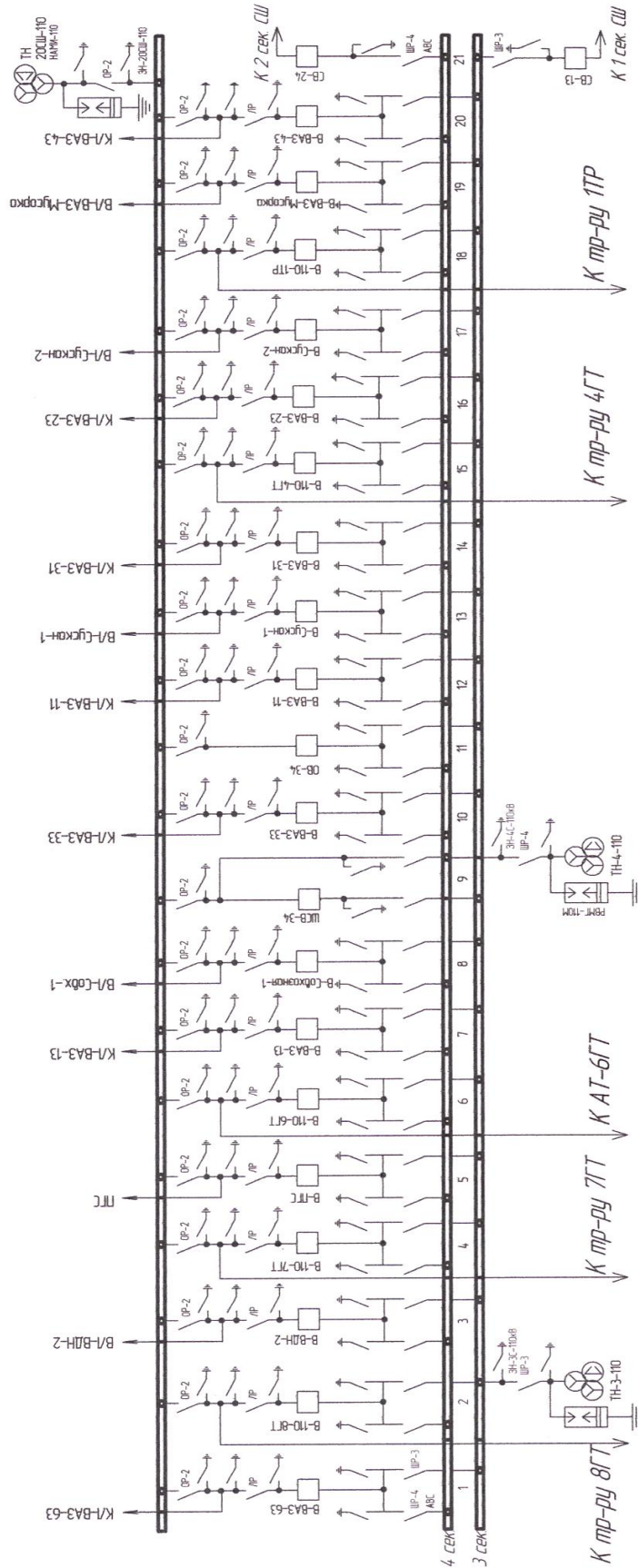
22 Hybrid Surface Reconstruction Technique for Automotive Applications, 2008, G.M. Lecrivain, I. Kennedy, A. Slaouti.

23 Effect of Sensors on the Reliability and Control Performance of Power Circuits in the Web of Things, 2016, B. Sungwoo, K. Myungchin.

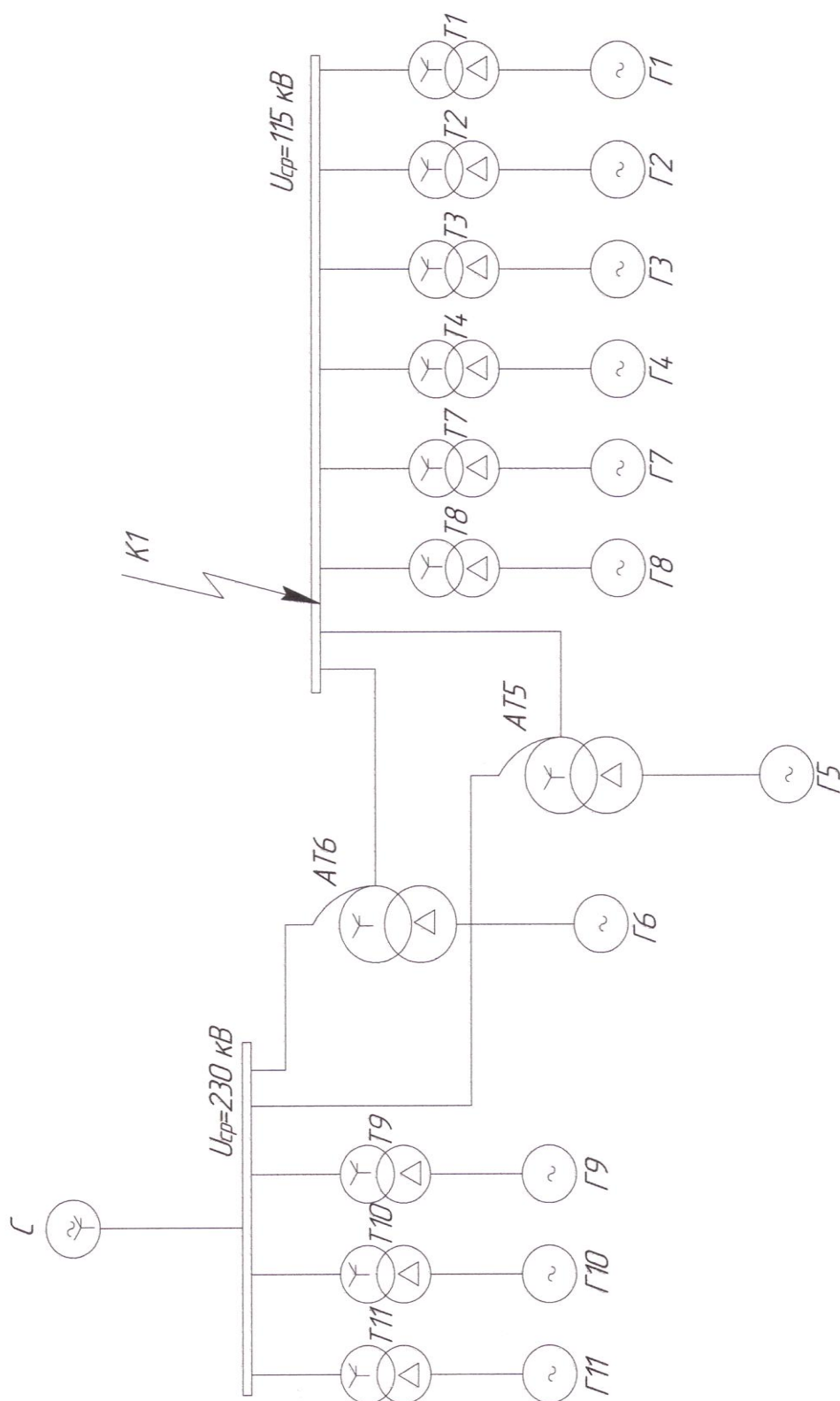
24 Lightning Protection Performance Assessment of Transmission Line Based on ATP model Automatic Generation, 2016, L. Hanwu, L. Mengke, X. Xinyao and others.

25 An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System; 2016; J.L. Rojas-Renteria, T.D. Espinoza-Huerta, F.S. Tovar-Pachero, J.L. Gonzalez-Perez, R. Lozano-Dorantes.

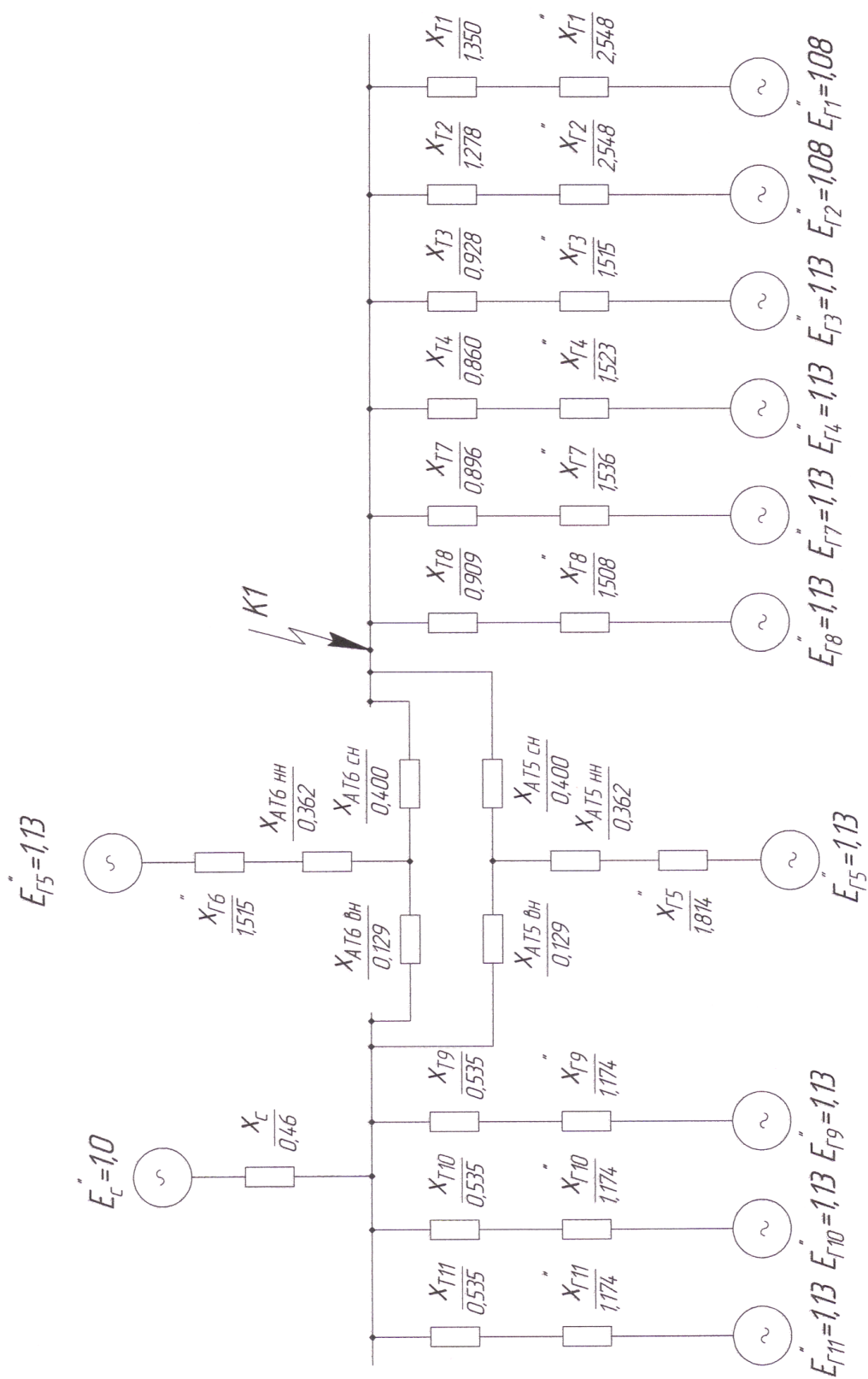
# Приложение А



## Приложение Б



## Приложение В



# Приложение Г

