

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 Электроснабжение трансформаторного завода

Обучающийся

Б.Д. Муртазалиев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

И.В. Горохов

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

Тольятти 2025

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлено комплексное проектирование системы электроснабжения трансформаторного завода ООО «Лукойл-энергосети». Работа включает пояснительную записку на 72 страницах, содержащую 20 таблиц и 19 рисунков, а также графическую часть на 6 листах формата А1.

Объектом исследования является система электроснабжения трансформаторного завода. Предметом исследования выступают методы и подходы к проектированию и реализации системы электроснабжения промышленного предприятия.

Целью работы является разработка надежной и эффективной системы электроснабжения трансформаторного завода, обеспечивающей бесперебойную работу производственных мощностей.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

- анализ технологического процесса и требований к надежности электроснабжения;
- расчет электрических нагрузок предприятия;
- выбор и обоснование схем электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор силовых трансформаторов и электрооборудования;
- проектирование системы релейной защиты и автоматики.

Практическая значимость работы заключается в разработке конкретных технических решений по электроснабжению промышленного предприятия, которые могут быть использованы при модернизации существующих или проектировании новых систем электроснабжения аналогичных производств.

Разработанная система обеспечивает требуемый уровень надежности электроснабжения производственных процессов и соответствует всем современным техническим требованиям.

## Содержание

Введение .....	4
1 Общая часть .....	6
1.1 Описание трансформаторного завода .....	6
1.2 Требования к надежности и схеме электроснабжения .....	9
2 Расчет системы электроснабжения .....	16
2.1 Расчет электрических нагрузок .....	16
2.2 Выбор силовых трансформаторов ГПП .....	24
2.3 Выбор силовых трансформаторов цеховых ТП .....	28
2.4 Расчет токов КЗ .....	30
2.5 Выбор оборудования ГПП .....	44
2.6 Выбор оборудования цеховых ТП .....	56
3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики .....	60
3.1 Выбор устройств релейной защиты ГПП .....	60
3.2 Выбор устройств автоматики цеховых ТП .....	65
Заключение .....	69
Список используемых источников .....	70

## Введение

В современных условиях развития промышленности вопросы надежного электроснабжения производственных объектов приобретают особую актуальность. Стабильное энергоснабжение является одним из ключевых факторов эффективной работы любого промышленного предприятия, особенно такого высокотехнологичного производства как трансформаторный завод.

ООО «Лукойл-энергосети» является одним из ведущих предприятий в сфере производства трансформаторного оборудования, что определяет повышенные требования к качеству и надежности электроснабжения производственных процессов. В связи с этим разработка современной, эффективной и надежной системы электроснабжения для данного предприятия представляет собой важную практическую задачу.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка комплексной системы электроснабжения трансформаторного завода, обеспечивающей бесперебойную работу всех производственных мощностей предприятия.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ технологического процесса и требований к надежности электроснабжения предприятия;
- выполнить расчет электрических нагрузок всех потребителей;
- разработать схему электроснабжения и выбрать основное электрооборудование;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- спроектировать систему релейной защиты и автоматики;
- определить мероприятия по обеспечению надежности электроснабжения.

Объектом исследования является система электроснабжения трансформаторного завода. Предметом исследования выступают методы и подходы к проектированию и реализации системы электроснабжения промышленного предприятия.

Практическая значимость работы заключается в разработке конкретных технических решений по электроснабжению промышленного предприятия, которые могут быть использованы при модернизации существующих или проектировании новых систем электроснабжения аналогичных производств.

Работа состоит из введения, трех основных разделов, заключения и списка использованных источников. В первом разделе рассматриваются общие вопросы, связанные с описанием предприятия и требованиями к системе электроснабжения. Второй раздел посвящен расчету системы электроснабжения, включая расчет нагрузок, выбор трансформаторов и оборудования. В третьем разделе разрабатываются системы релейной защиты и автоматики.

При выполнении работы использованы современные нормативные документы, справочные материалы и программное обеспечение для инженерных расчетов. Результаты работы представлены в виде пояснительной записки и графической части, включающей принципиальные схемы электроснабжения и защиты.

## 1 Общая часть

### 1.1 Описание трансформаторного завода

ООО «Лукойл-энергосети» представляет собой современное производственное предприятие, специализирующееся на эксплуатационном обслуживании оборудования сетей электроснабжения и водоснабжения группы компаний «Лукойл» на территории Российской Федерации.

Одним из направлений деятельности ООО «Лукойл-энергосети» является выпуск трансформаторного оборудования различного типа и мощности. Трансформаторный завод является одним из ключевых производственных активов компании, обеспечивающим энергетическую безопасность и развитие энергетической инфраструктуры предприятия.

Производственный комплекс завода организован по принципу технологической цепочки, где каждый цех выполняет строго определенные функции, необходимые для создания конечного продукта.

Предприятие состоит из 17 цехов, перечень и наименования которых приведены в таблице 1. Также в таблице 1 представлены установленные мощности оборудования каждого из цехов.

Таблица 1 – Перечень цехов ООО «Лукойл-энергосети»

Наименование цеха	№ цеха	Установленная мощность цеха, кВт
Цех механической обработки	1	1650
Цех сборки магнитопроводов	2	450
Цех механической сборки	3	700
Сварочный цех	4	620
Цех покраски	5	80
Цех комплектации	6	250
Цех металлоконструкций	7	210
Цех инструментальный	8	1200
Здание административно-управленческого персонала	9	120
Литейный цех	10	2500

Продолжение таблицы 1

Наименование цеха	№ цеха	Установленная мощность цеха, кВт
Цех испытаний	11	300
Цех ремонтно-механический	12	980
Цех пропитки	13	98
Цех намотки обмоток	14	650
Цех электроремонтный	15	350
Цех упаковки и отгрузки	16	70
Цех нестандартного оборудования	17	190

Цех механической обработки является первым звеном в производственной цепочке. Здесь осуществляется первичная обработка металлических заготовок, подготовка деталей для последующих этапов производства. Цех оснащен современным металлообрабатывающим оборудованием, включая станки с числовым программным управлением.

Литейный цех специализируется на производстве крупных металлических отливок, необходимых для изготовления сердечников трансформаторов и других крупногабаритных деталей. В цехе установлены современные плавильные печи и формовочные машины.

Цех сборки магнитопроводов отвечает за сборку и проверку магнитных систем трансформаторов. Здесь происходит точная подгонка и фиксация листов электротехнической стали, что требует высокой квалификации персонала и точности выполнения операций.

Сварочный цех осуществляет все виды сварочных работ, необходимых для соединения металлических конструкций. В цехе применяются как традиционные, так и современные методы сварки, включая роботизированные сварочные комплексы.

Цех пропитки занимается обработкой изоляционных материалов и обмоток трансформаторов. Здесь используются специальные пропиточные составы и вакуумные камеры для обеспечения высокого качества изоляции.

Цех намотки обмоток является одним из ключевых подразделений, где происходит намотка медных и алюминиевых обмоток трансформаторов. Цех оснащен автоматизированными намоточными станками.

Цех испытаний проводит комплексные испытания готовой продукции. Здесь установлены испытательные стенды, позволяющие проверить все технические характеристики трансформаторов.

Цех механической сборки осуществляет окончательную сборку трансформаторов, включая установку всех узлов и компонентов.

Цех покраски отвечает за защитное покрытие готовых изделий. В цехе применяются современные лакокрасочные материалы и технологии нанесения покрытий.

Цех комплектации обеспечивает все производственные подразделения необходимыми комплектующими и материалами.

Цех нестандартного оборудования занимается производством специальных приспособлений и оснастки, необходимых для производственного процесса.

Цех инструментальный обеспечивает завод режущим и измерительным инструментом, а также осуществляет его заточку и ремонт.

Цех ремонтно-механический выполняет ремонт и обслуживание всего производственного оборудования.

Цех электроремонтный специализируется на ремонте электрооборудования и систем электроснабжения завода.

Цех металлоконструкций производит различные металлические конструкции, необходимые для комплектации трансформаторов.

Цех упаковки и отгрузки отвечает за подготовку готовой продукции к транспортировке и отправку заказчикам.

В здании административно-управленческого персонала размещаются кабинеты руководителей завода, производственно-технический отдел, отдел экономики, отдел кадров, управление собственной безопасности.



Рисунок 1 – План расположения цехов.

На рисунке 1 приведен план расположения цехов трансформаторного завода.

## 1.2 Требования к надежности и схеме электроснабжения

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения предприятия, каждому из цехов присвоена категория надежности в соответствии с требованиями [12].

Перерыв в электроснабжении цехов первой категории надежности допускается только на время срабатывания устройств автоматического включения резерва (АВР).

Перерыв в электроснабжении потребителей 2 категории надежности допускается на время производства переключений оперативным персоналом.

Перерыв в электроснабжении потребителей 3 категории надежности допустим на срок до 24 часов.

В таблице 2 приведено распределение цехов по категориям надежности электроснабжения.

Таблица 2 – Категории надежности электроснабжения цехов

Наименование цеха	№ цеха	Категория надежности
Цех механической обработки	1	1
Цех сборки магнитопроводов	2	2
Цех механической сборки	3	2
Сварочный цех	4	2
Цех покраски	5	2
Цех комплектации	6	2
Цех металлоконструкций	7	1
Цех инструментальный	8	1
Здание административно-управленческого персонала	9	2
Литейный цех	10	1
Цех испытаний	11	2
Цех ремонтно-механический	12	1
Цех пропитки	13	2
Цех намотки обмоток	14	2
Цех электроремонтный	15	2
Цех упаковки и отгрузки	16	2
Цех нестандартного оборудования	17	2

С учетом отсутствия потребителей 3 категории надежности, необходима реализация системы электроснабжения с резервированием питания, следовательно, питание завода должно осуществляться по двум независимым источникам питания.

Электроснабжение энергопринимающих устройств цехов осуществляется на уровне напряжения 220-380 В. Ближайшей к заводу линией электропередачи является линия 35 кВ. С учетом изложенного принимается схема электроснабжения главной понизительной подстанцией 35/10 кВ, цеховыми трансформаторными подстанциями 10/0,4 кВ и



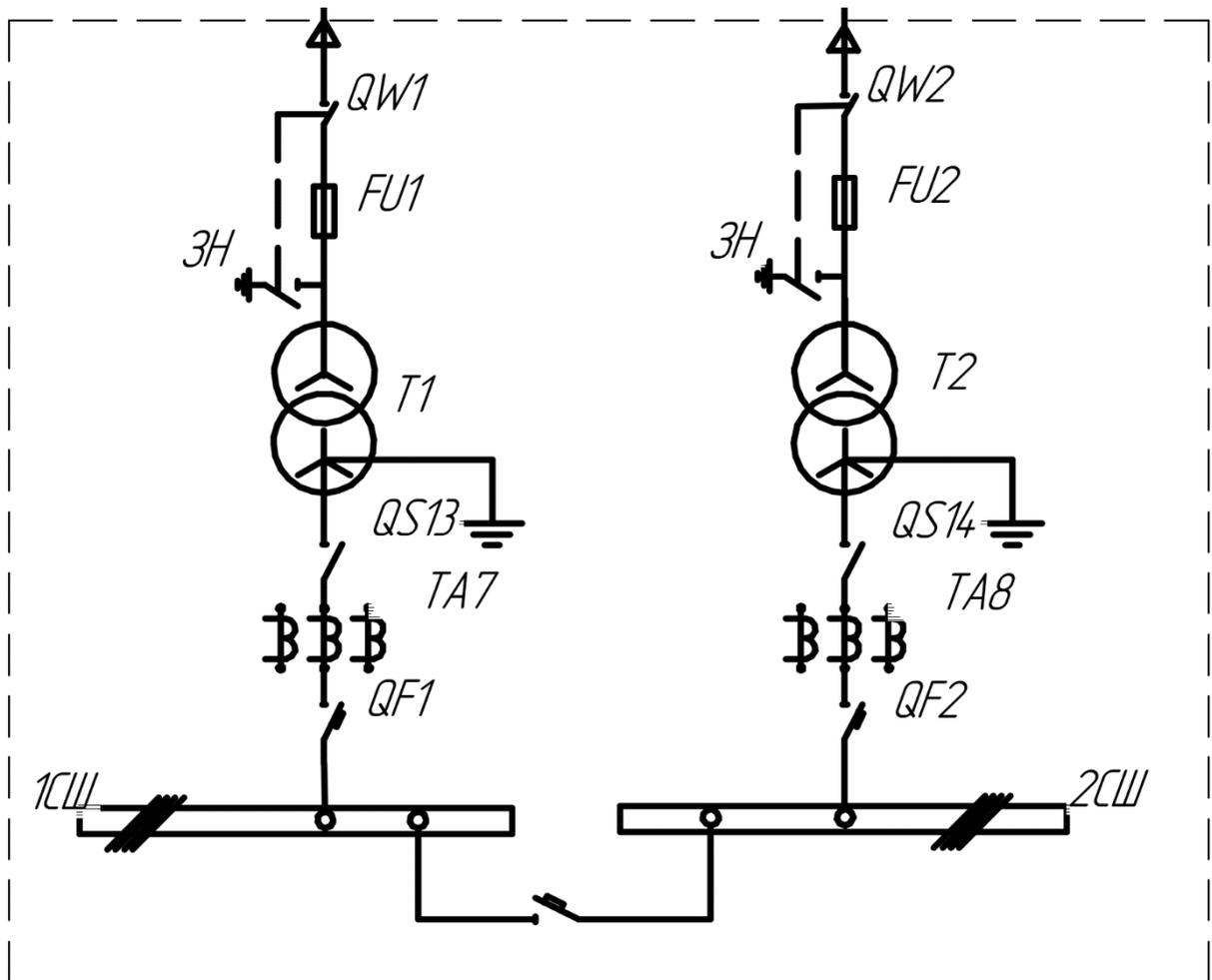


Рисунок 3 – Схема цеховых ТП 10/0,4 кВ

В распределительных устройствах 10 кВ на ГПП и 0,4 кВ цеховых ТП применяется схема «секционированная выключателем система шин». Для обеспечения 1-ой категории надежности по [8] применяется техническое решение с использованием АВР на вводных и секционных ячейках 0,4 кВ цеховых ТП.

Для обеспечения качественной работы оборудования и выполнения требований безопасности и защиты персонала от напряжения прикосновения, в соответствии с [12] необходимо заземление корпусов оборудования и применением одной из систем заземления, предусмотренных ПУЭ.

Система заземления - это совокупность технических решений, обеспечивающих безопасность электроустановок и защиту от поражения

электрическим током. В современных электроустановках применяются различные системы заземления, каждая из которых имеет свои особенности и область применения.

Система TN-C - система, где нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике (PEN).

К преимуществам такой схемы относят:

- простоту реализации;
- экономичность;
- меньшее количество проводников.

Данная система заземления обладает и рядом недостатков:

- низкая безопасность при повреждении PEN-проводника;
- возможность появления опасного напряжения на корпусах оборудования;
- сложность организации защитного отключения.

Подобные схемы применяются на старых промышленных объектах, малоэтажных зданиях, питании временных установок и вв сельской местности.

Система заземления TN-S - система с отдельными нулевым защитным (PE) и нулевым рабочим (N) проводниками на всем протяжении.

Схема приведена на рисунке 4.

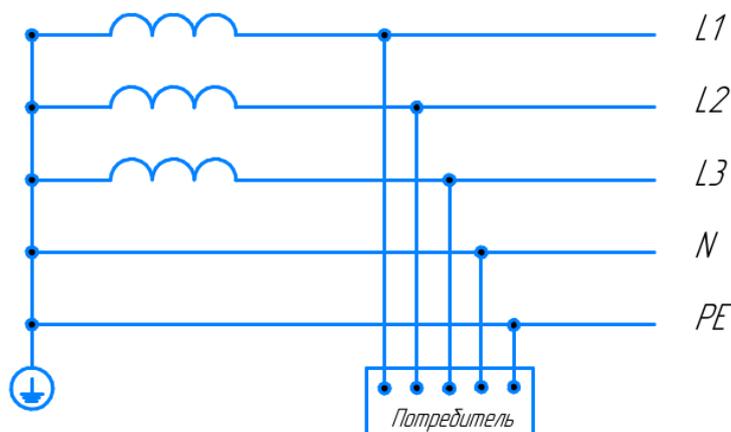


Рисунок 4 – Схема системы заземления TN-S

К преимуществам такой схемы относят:

- высокая безопасность;
- отсутствие опасных напряжений на корпусах;
- надежная работа защитных устройств;
- возможность применения УЗО.

Недостатками являются:

- более сложная реализация;
- повышенная стоимость.

Система заземления TN-C-S - комбинированная система, где на вводе используется TN-C, а в распределительной сети - TN-S. Ее схематичное изображение приведено на рисунке 5.

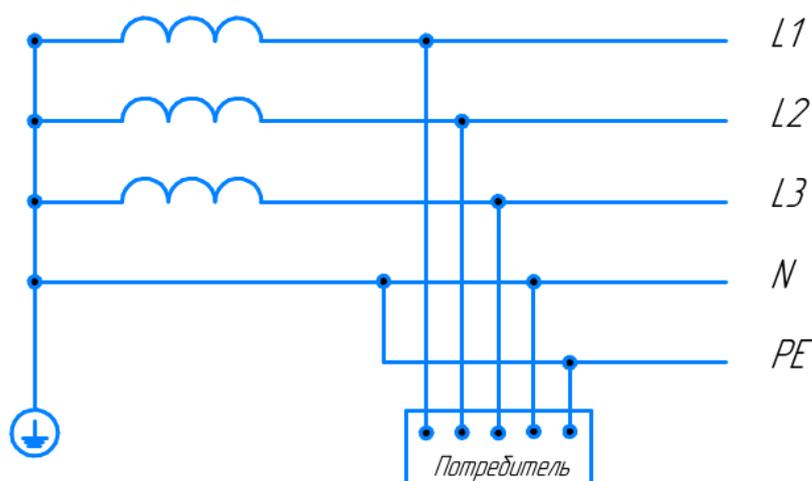


Рисунок 5 – Схема системы заземления TN-C-S

Преимущества данной схемы:

- компромиссное решение по безопасности и стоимости;
- возможность модернизации существующих систем;
- гибкость в проектировании.

Недостатки:

- сложность в реализации перехода от TN-C к TN-S;

- необходимость тщательного расчета параметров;
- возможные проблемы при повреждении PEN-проводника.

При выборе системы заземления необходимо учитывать следующие факторы:

- назначение объекта;
- требования к электробезопасности;
- экономические соображения;
- условия эксплуатации;
- возможность обслуживания;
- требования к монтажу.

Независимо от выбранной системы заземления, необходимо соблюдать следующие требования:

- правильная маркировка проводников;
- соответствие сечений проводников нормам ПУЭ;
- качественное соединение заземляющих проводников;
- регулярный контроль параметров заземления;
- наличие системы уравнивания потенциалов.

Выбор системы заземления должен осуществляться на этапе проектирования с учетом всех факторов и требований безопасности. Современные тенденции развития электроэнергетики направлены на применение более безопасных систем TN-S и TN-C-S, особенно в новых объектах строительства. При модернизации существующих систем рекомендуется постепенный переход от TN-C к более безопасным системам заземления.

Для обеспечения наибольшей надежности и безопасности проектируемой системы электроснабжения, в соответствии с требованиями [10], в сетях с глухозаземленной нейтралью будет применяться схема заземления TN-C-S.

## **2 Расчет системы электроснабжения**

### **2.1 Расчет электрических нагрузок**

В процессе проектирования систем электроснабжения промышленных объектов особое внимание уделяется анализу электрических нагрузок. Именно эти показатели становятся определяющим фактором при выборе всех компонентов энергосистемы: от питающих линий электропередач до главной понизительной подстанции, цеховых трансформаторных подстанций и внутренних питающих сетей предприятия.

Точность определения электрических нагрузок критически важна как на этапе проектирования, так и в процессе дальнейшей эксплуатации энергосистемы. От корректности этих расчетов зависит не только эффективность работы предприятия, но и безопасность функционирования всей системы электроснабжения.

Методика расчета нагрузок варьируется в зависимости от масштаба объекта и требуемой точности вычислений. При работе с небольшими предприятиями традиционно применяется поэтапный подход – от низших уровней к высшим. При расчете нагрузок применяется комплексный метод, который базируется на анализе данных аналогичных предприятий. При этом учитываются технологические особенности производства, объемы выпускаемой продукции и ассортимент изделий.

Комплексный подход предполагает использование комбинации различных методик расчета максимальной нагрузки, что позволяет получить наиболее точные результаты и обеспечить надежное электроснабжение промышленного объекта.

Для определения расчетных нагрузок необходимо применить такие исходные данные, как установленная мощность каждого цеха, коэффициенты спроса и мощности.

Значения коэффициентов спроса и нагрузок для различных цехов определены из опыта эксплуатации и при проектировании принимаются по справочным материалам [15]

Сведения, необходимы для расчета нагрузок представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок

Наименование цеха	№ цеха	Установленная мощность цеха, кВт	$K_C$	$\cos \varphi$
Цех механической обработки	1	1650	0,4	0,85
Цех сборки магнитопроводов	2	450	0,4	0,85
Цех механической сборки	3	700	0,25	0,7
Сварочный цех	4	620	0,35	0,7
Цех покраски	5	80	0,4	0,8
Цех комплектации	6	250	0,35	0,8
Цех металлоконструкций	7	210	0,3	0,7
Цех инструментальный	8	1200	0,3	0,7
Здание административно-управленческого персонала	9	120	0,45	0,75
Литейный цех	10	2500	0,75	0,9
Цех испытаний	11	300	0,7	0,8
Цех ремонтно-механический	12	980	0,6	0,75
Цех пропитки	13	98	0,6	0,9
Цех намотки обмоток	14	650	0,3	0,7
Цех электроремонтный	15	350	0,3	0,7
Цех упаковки и отгрузки	16	70	0,35	0,8
Цех нестандартного оборудования	17	190	0,4	0,85

Определение расчетной активной мощности каждого цеха по среднегодовому коэффициенту спроса осуществляется по формуле (1):

$$P_{\text{ЦЕХ}} = k_C \cdot P_{\text{УСТ}}, \quad (1)$$

где  $k_C$  – среднегодовой коэффициент спроса, определенный для каждого цеха по [15];

$P_{уст}$  – установленная мощность электроприемников каждого цеха, кВт.

Для цеха №1 расчетная активная мощность, определенная по формуле (1) будет равна:

$$P_{цех1} = 0,4 \cdot 1650 = 660 \text{ кВт.}$$

Расчет значения реактивной мощности выполняется по формуле (2):

$$Q_{цех} = P_{цех} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $P_{цех}$  – активная расчетная мощность цеха, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$  – среднегодовой коэффициент мощности для электроприемников цеха.

Расчет коэффициента мощности определяется по формуле (3):

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}(\operatorname{acos} \varphi), \quad (3)$$

где  $\operatorname{acos} \varphi$  – арккосинус коэффициента нагрузки, определенного по справочным данным [15];

Для цеха №1 коэффициент мощности по формуле (3) будет равен:

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}(\operatorname{acos} 0,85) = 0,62. \quad (3)$$

Реактивная мощность для цеха №1 по формуле (2) будет равна:

$$Q_{цех1} = 660 \cdot 0,62 = 409,03 \text{ кВар.}$$

Полная мощность цеха будет равна:

$$S_{\text{ЦЕХ}} = \sqrt{P_{\text{ЦЕХ}}^2 + Q_{\text{ЦЕХ}}^2} \quad (4)$$

Для цеха №1 расчетное значение полной мощности по формуле (4) будет равно:

$$S_{\text{ЦЕХ}} = \sqrt{660^2 + 409,03^2} = 776,47 \text{ кВА.}$$

В таблице 4 представлены результаты расчета мощности каждого цеха.

Таблица 4 – Расчетные значения мощностей цехов

Наименование цеха	№ цеха	$P_{\text{ЦЕХ}}$ , кВт	$Q_{\text{ЦЕХ}}$ , кВар	$S_{\text{ЦЕХ}}$ , кВА
Цех механической обработки	1	660	409,03	776,47
Цех сборки магнитопроводов	2	180	111,55	211,76
Цех механической сборки	3	175	178,54	250,00
Сварочный цех	4	217	221,38	310,00
Цех покраски	5	32	24,00	40,00
Цех комплектации	6	87,5	65,63	109,38
Цех металлоконструкций	7	63	64,27	90,00
Цех инструментальный	8	360	367,27	514,29
Здание административно-управленческого персонала	9	54	47,62	72,00
Литейный цех	10	1875	908,10	2083,33
Цех испытаний	11	210	157,50	262,50
Цех ремонтно-механический	12	588	518,57	784,00
Цех пропитки	13	58,8	28,48	65,33
Цех намотки обмоток	14	195	198,94	278,57
Цех электроремонтный	15	105	107,12	150,00
Цех упаковки и отгрузки	16	24,5	18,38	30,63
Цех нестандартного оборудования	17	76	47,10	89,41

Для расчета мощности главной понизительной подстанции, требуется определить суммарную нагрузку предприятия с учетом коэффициента одновременности.

$$P_{\text{ГПП}} = K_0 \cdot \Sigma P_{\text{ЦЕХ}}, \quad (5)$$

где  $K_0$  – коэффициент одновременности нагрузок на шинах ГПП;

$\Sigma P_{\text{ЦЕХ}}$  – сумма расчетных мощностей цехов трансформаторного завода.

Выбор значения коэффициента одновременности осуществляется по [15] и [6]. Исходными данными для выбора значения коэффициента одновременности являются средневзвешенный коэффициент использования и число присоединений.

Средневзвешенный коэффициент использования определяется по выражению:

$$K_{\text{И}} = \frac{\Sigma P_{\text{ЦЕХ}}}{\Sigma P_{\text{УСТ}}}, \quad (6)$$
$$K_{\text{И}} = \frac{4960,8}{10418} = 0,48.$$

Для 17 объектов и средневзвешенного коэффициента использования, равному 0,48, коэффициент одновременности равен 0,85 в соответствии с таблицей 3 [15].

Тогда, максимальная активная мощность трансформаторного завода по формуле (5) будет равна:

$$P_{\text{ТП}} = 0,85 \cdot 4960,8 = 4216,68 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяется реактивная и полная мощность. Результаты расчета мощностей сводятся в таблицу 5 и 6.

Также, при расчете мощностей следует учесть питание части цехов от цеховых ТП, расположенных в соседних цехах.

В рассматриваемом трансформаторном заводе цеховые ТП будут расположены в следующих цехах:

- КТП №1 в цехе №1 (питает цех №1 и №2);

- КТП №2 в цехе №3 (питает цех №3, 13 и 15);
- КТП №3 в цехе №4 (питает цех №4 и 7);
- КТП №4 в цехе №8 (питает цех №5, 8, 16);
- КТП №5 в цехе №14 (питает цех №5, 6, 11, 17);
- КТП №6 в цехе №10 (питает цех №10 и 9);
- КТП №7 в цехе №12 (питает цех №12).

Схематичное расположение КТП приведено на рисунке 6.

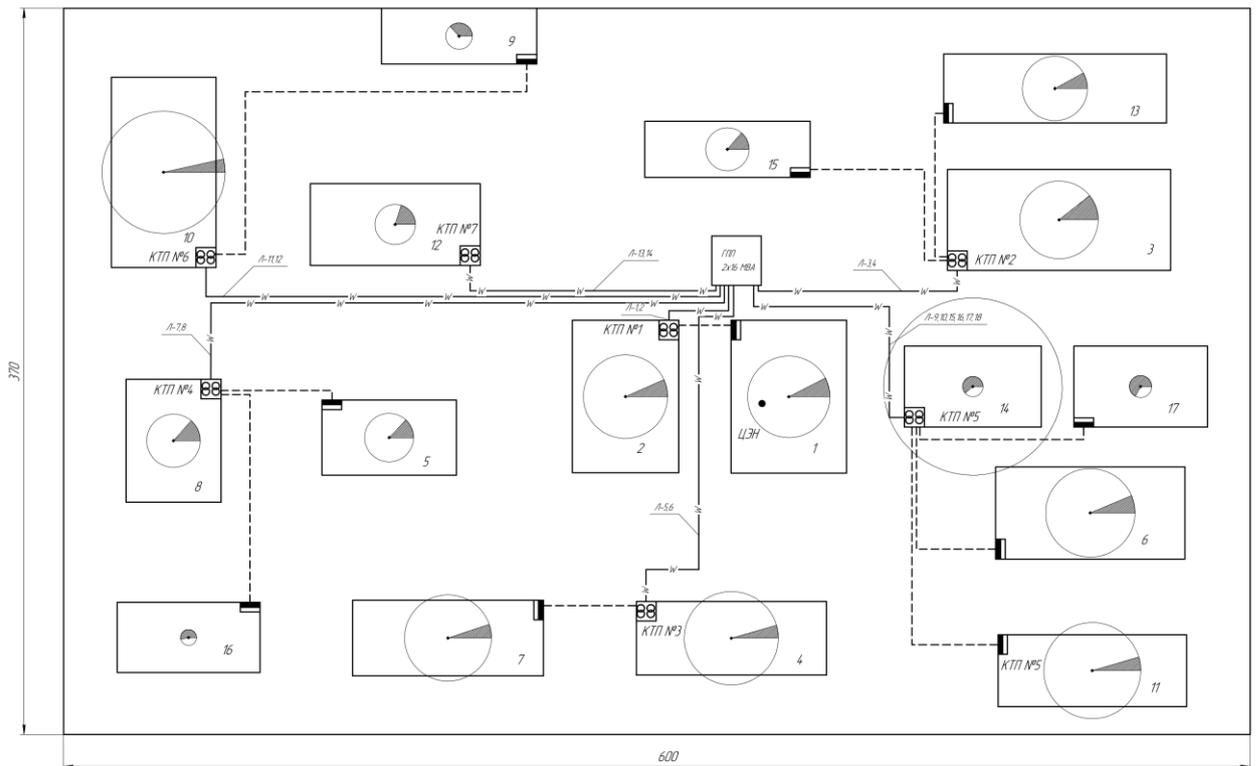


Рисунок 6 – Схема расположения цеховых ТП

Расчет мощности каждой цеховой ТП произведен аналогично расчету мощности ГПП, сведения приведены в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Расчет нагрузок цеховых ТП и ГПП

№ КТП	№ цеха	$\Sigma P_{уст}$ , кВт	$\Sigma P_{уст}$	$K_{и}$	$K_{о}$
КТП №1	1, 2	2100	840	0,40	0,95

Продолжение таблицы 5

№ КТП	№ цеха	$\Sigma P_{уст}$ , кВт	$\Sigma P_{уст}$	$K_{и}$	$K_{о}$
КТП №2	3, 13, 15	1148	338,8	0,30	0,9
КТП №3	4, 7	830	280	0,34	0,95
КТП №4	8, 5, 16	1350	416,5	0,31	0,95
КТП №6	10, 9	2620	1929	0,74	1
КТП №7	12	980	588	0,60	1
КТП №5	14, 6, 11, 17	1390	568,5	0,41	0,95
ГПП	ГПП	10418	4960,8	0,48	0,85

Таблица 6 – Расчет нагрузок цеховых ТП и ГПП

№ КТП	№ цеха	$P_{макс}$ , кВт	$Q_{макс}$ , кВар	$P_{макс}$ , кВА
КТП №1	1, 2	798,00	494,56	938,82
КТП №2	3, 13, 15	304,92	282,72	415,82
КТП №3	4, 7	266,00	271,37	380,00
КТП №4	8, 5, 16	395,68	389,17	554,99
КТП №6	10, 9	1929,00	955,73	2152,78
КТП №7	12	588,00	518,57	784,00
КТП №5	14, 6, 11, 17	540,08	445,71	700,24
ГПП	ГПП	4216,68	2952,46	5147,57

Для определения целесообразности компенсации реактивной мощности требуется выполнить расчет коэффициента реактивной мощности для ГПП:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ГПП}} = \frac{Q_{\text{ГПП}}}{P_{\text{ГПП}}}, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ГПП}} = 0,7.$$

В соответствии с требованиями методических рекомендаций [11], уровня напряжения от 1 кВ до 20 кВ, максимальное значение коэффициента реактивной мощности не может превышать 0,4.

Требуется определить минимальную реактивную мощность компенсирующих устройств по формуле (8):

$$Q_{\text{КУмин}} = P_{\text{ГПП}} \cdot (\text{tg } \varphi_{\text{ГПП}} - \text{tg } \varphi_{\text{ТРЕБ}}), \quad (8)$$

где  $\text{tg } \varphi_{\text{ТРЕБ}}$  – максимальное значение коэффициента реактивной мощности.

$$Q_{\text{КУмин}} = 4216,68 \cdot (0,7 - 0,4) = 1265,79 \text{ кВар.}$$

Для компенсации реактивной мощности на шинах ГПП 35/10 кВ трансформаторного завода выбираются компенсирующие установки марки УКРМ-10,5-750-150 реактивной мощностью 750 кВар и с шагом регулирования в 150 кВар.

Мощность нагрузки ГПП с учетом компенсации реактивной мощности определяется по формуле (9):

$$S_{\text{ГПП}} = \sqrt{P_{\text{ГПП}}^2 + (Q_{\text{ГПП}} - N_{\text{КУ}} \cdot Q_{\text{КУ}})^2}, \quad (9)$$

где  $N_{\text{КУ}}$  – количество компенсирующих устройств;

$Q_{\text{КУ}}$  – мощность устройства компенсации реактивной мощности.

$$S_{\text{ГПП}} = \sqrt{4216,68^2 + (2952,46^2 - 2 \cdot 750)^2} = 1452,46 \text{ кВар.}$$

Скорректированные значения нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности

№ КТП	№ цеха	$P_{\text{МАКС}}$ , кВт	$Q_{\text{МАКС}}$ , кВар	$S_{\text{МАКС}}$ , кВА
КТП №1	1, 2	798,00	494,56	938,82
КТП №2	3, 13, 15	304,92	282,72	415,82
КТП №3	4, 7	266,00	271,37	380,00
КТП №4	8, 5, 16	395,68	389,17	554,99
КТП №6	10, 9	1929,00	955,73	2152,78
КТП №7	12	588,00	518,57	784,00

## Продолжение таблицы 7

№ КТП	№ цеха	$P_{\text{МАКС}}$ , кВт	$Q_{\text{МАКС}}$ , кВар	$S_{\text{МАКС}}$ , кВА
КТП №5	14, 6, 11, 17	540,08	445,71	700,24
КУ	-	-	1500,00	1500,00
ГПП	-	4216,68	1452,46	4459,83

Полученные значения мощностей будут использованы для расчета и выбора коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов на ГПП и цеховых ТП.

### 2.2 Выбор силовых трансформаторов ГПП

Полная максимальная мощность предприятия  $S_{\text{МАКС}}$  составляет 4459,83 кВт.

Согласно нормативным требованиям, ГПП рекомендуется выполнять с числом трансформаторов не более двух. При этом необходимо обеспечить:

- нормальную работу при отключении одного трансформатора;
- возможность перегрузки оставшегося трансформатора в аварийном режиме;
- оптимальную загрузку трансформаторов в нормальном режиме;
- технико-экономическую целесообразность решения;
- соответствие условиям окружающей среды;
- возможность транспортировки и монтажа.

Номинальная расчетная мощность одного трансформатора определяется по условию:

$$S_{\text{РТ}} = \frac{S_{\text{МАКС}}}{K_{\text{ДП}}}, \quad (9)$$

где  $S_{\text{МАКС}}$  – максимальная мощность нагрузки, кВт;

$K_{ДП}$  – коэффициент допустимой перегрузки силового трансформатора.

Коэффициент допустимой перегрузки силового трансформатора в аварийном режиме, в соответствии с [2] принимается равным 1,4. Полная минимальная мощность трансформаторов ГПП определяется по формуле (9):

$$S_{PT} = \frac{4459,83}{1,4} = 3185,589 \text{ кВА.}$$

По ряду номинальных мощностей силовых трансформаторов, ближайшей большей стандартной мощностью трансформатора является 4000 кВА. Выбирается два силовых трансформатора марки ТМН-4000/35. Для обеспечения возможности регулирования напряжения, силовые трансформаторы выбираются с устройством регулирования напряжения под нагрузкой – РПН.

Внешний вид трансформатора приведен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид силового трансформатора

При этом коэффициент загрузки в нормальном режиме для выбранных силовых трансформаторов должен составлять:

$$K_{з.н.р} = 0,55 - 0,65.$$

В аварийном режиме допускается перегрузка до значений в 1,4 от номинальной мощности трансформатора.

Выбранные силовые трансформаторы имеют следующие технические характеристики по [5]:

- номинальная мощность:  $S_{НОМ} = 4000$  кВА;
- номинальное напряжение по стороне ВН:  $U_{ВН} = 35$  кВ;
- номинальное напряжение по стороне НН:  $U_{НН} = 11$  кВ;
- потери холостого хода:  $\Delta P_{ХХ} = 6,7$  кВт; ;
- потери короткого замыкания:  $\Delta P_{КЗ} = 33,5$  кВт;
- ток холостого хода:  $I_{ХХ} = 1$  %;
- напряжение короткого замыкания:  $U_{КЗ} = 7,5$  %;
- масса масла: 1850 кг;
- масса общая: 10500 кг;
- габаритные размеры: 4760×1740×2950 мм;
- система охлаждения: М (естественное масляное);
- климатическое исполнение: У1.

Коэффициент загрузки определяется по формуле (10):

$$K_{з.н.р} = \frac{S_{МАКС}}{N_{ТР} \cdot S_{НОМ}}, \quad (10)$$

где  $N_{ТР}$  – количество трансформаторов;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность одного силового трансформатора, кВА;

В нормальном режиме коэффициент загрузки по формуле (10) составит:

$$K_{з.н.р} = \frac{4459,83}{2 \cdot 4000} = 0,56.$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме составит:

$$K_{з.а.р} = \frac{4459,83}{1 \cdot 4000} = 1,11.$$

Выбранные трансформаторы обеспечивают:

- оптимальную загрузку в нормальном режиме (56%);
- возможность работы в аварийном режиме с перегрузкой 11%;
- необходимый резерв мощности для надежного электроснабжения предприятия;
- минимальные потери электроэнергии;
- соответствие климатическим условиям региона;
- возможность транспортировки по существующим дорогам;
- простоту монтажа и обслуживания.

### **2.3 Выбор силовых трансформаторов цеховых ТП**

Для обеспечения надежной работы цеховых трансформаторных подстанций (ТП) выбраны силовые трансформаторы марки ТМГ12 с энергоэффективными обмотками. Эти трансформаторы обладают следующими преимуществами:

- сниженные потери: благодаря современным технологиям обмоток, трансформаторы обеспечивают высокую энергоэффективность;
- герметичная конструкция: отсутствие расширительного бака исключает риск утечек масла и упрощает обслуживание.

Расчет мощности трансформаторов осуществляется аналогично выбору мощности трансформаторов ГПП:

Внешний вид силовых трансформаторов марки ТМГ12 приведен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид силовых трансформаторов ТМГ12

В таблице 8 представлены результаты расчета и выбора трансформаторов цеховых ТП.

Таблица 8 – Расчет и выбор силовых трансформаторов цеховых ТП

№ КТП	$S_{\text{МАКС}}$ , кВА	$S_{\text{Трасч}}$ , кВА	$S_{\text{НОМТР}}$ , кВА
КТП №1	938,82	670,588	1000
КТП №2	415,82	297,016	400
КТП №3	380,00	271,428	400
КТП №4	554,99	396,418	400
КТП №6	2152,78	1537,699	1600
КТП №7	784,00	560	630
КТП №5	700,24	500,171	630

Характеристики выбранных силовых трансформаторов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики силовых трансформаторов

№ КТП	$S_{НОМТР}$ , кВА	$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$I_{XX}$ , %
КТП №1	1000	5,5	10,5	1,1	1,5
КТП №2	400	4,5	5,5	1,15	2,1
КТП №3	400	4,5	5,5	1,15	2,1
КТП №4	400	4,5	5,5	1,15	2,1
КТП №6	1600	5,5	16,5	3	1,3
КТП №7	630	5,5	6,75	0,8	2
КТП №5	630	5,5	6,75	0,8	2

Выбранные силовые трансформаторы обеспечат надежное и качественное электроснабжение энергопринимающих устройств каждого цеха трансформаторного завода.

#### 2.4 Расчет токов КЗ

Для расчета токов КЗ, необходимо произвести выбор сечений питающих воздушных линий 35 кВ, распределительных кабельных линий 10 кВ.

Первоначальный выбор сечений проводников будет осуществлен на основании по экономической плотности тока с проверкой по длительно-допустимому току и по падению напряжения по [4].

Для расчета и выбора проводов питающей ВЛ-35 кВ, требуется произвести расчет максимального тока в проводах ВЛ-35 кВ.

Расчет тока следует произвести с учетом максимально возможной перегрузочной способности силовых трансформаторов.

$$I_{ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (11)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение, кВ;

Значение максимального тока питающей ГПП в соответствии с формулой (11) будет равно:

$$I_{\text{ГПП}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73,57 \text{ А.}$$

Число часов использования максимальной мощности для рассматриваемого предприятия составляет 4850 часов в год.

В соответствии с таблицей 1.3.36 [12], экономическая плотность тока для данного числа часов использования максимальной мощности и для неизолированных проводов будет равно 1,1.

Экономически выгодное сечение питающих проводников 35 кВ определяется по формуле (12):

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ГПП}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (12)$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>;

Для ВЛ-35 кВ, питающей ГПП экономическое сечение будет равно:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{73,57}{1,1} = 66,88 \text{ мм}^2.$$

Выбираются ближайшая по сечению марка провода: АС 70/11 со следующими параметрами по [5]:

- длительно допустимый ток – 265 А;
- удельное активное сопротивление  $r_{\text{уд}} = 0,428 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;
- удельное реактивное сопротивление  $x_{\text{уд}} = 0,432 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ .

Падение напряжения в проводах ЛЭП определяется по формуле (13):

$$\Delta U_{\%} = \frac{L \cdot (P_{\text{ГПП}} \cdot r_{\text{уд}} + Q_{\text{ГПП}} \cdot x_{\text{уд}})}{U_{\text{НОМ}}^2} * 100\%, \quad (13)$$

где  $L$  – протяженность ЛЭП, км.

$$\Delta U_{\%} = \frac{9,2 \cdot (4216,68 \cdot 0,428 + 1452,46 \cdot 0,432)}{10^2} * 100\%$$

$$= 1,83 \%$$

Падение напряжения ниже 10 %, следовательно сечения проводов выбраны верно.

В таблице 10 приводятся результаты выбора и проверки сечений проводников.

Таблица 10 – Выбор проводов и кабелей

№ КТП	$I_{\text{МАКС}}, \text{ А}$	$j_{\text{ЭК}}, \text{ А/мм}^2$	$F_{\text{ЭК}}, \text{ мм}^2$	Марка провода	$I_{\text{ДД}}, \text{ А}$	$r_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$x_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$L, \text{ км}$	$\Delta U_{\%}$
КТП №1	54,2	1,6	33,88	АПвПг 3×50	110	0,641	0,104	0,068	0,04
КТП №2	24	1,6	15,00	АПвПг 3×35	90	0,868	0,109	0,134	0,04
КТП №3	21,94	1,6	13,71	АПвПг 3×35	90	0,868	0,109	0,225	0,06
КТП №4	32,04	1,6	20,03	АПвПг 3×35	90	0,868	0,109	0,327	0,13
КТП №6	124,29	1,6	77,68	АПвПг 3×95	170	0,32	0,092	0,16	0,11
КТП №7	45,26	1,6	28,29	АПвПг 3×35	90	0,868	0,109	0,3	0,17
КТП №5	40,43	1,6	25,27	АПвПг 3×35	90	0,868	0,109	0,163	0,08
КУ	86,6	1,6	54,13	АПвПг 3×70	140	0,443	0,098	0,01	0,00
ГПП	73,57	1,1	66,88	АС 70/11	265	0,428	0,432	9,2	1,83

Для выбора оборудования, соответствующего условиям эксплуатации в части электродинамической стойкости и термической стойкости, требуется выполнить расчет параметров короткого замыкания рассматриваемой сети.

Расчет токов коротких замыканий выполняется в относительных единицах в соответствии с требованиями [13] и [14].

Расчеты выполняются для максимального и минимального режимов. Токи КЗ в максимальном режиме используются для выбора оборудования по электродинамической стойкости и термической стойкости. Токи КЗ в минимальном режиме используются для расчета коэффициентов чувствительности защит.

Для расчета требуется задать базисные единицы.

Базисная мощность будет равна:

$$S_6 = 100 \text{ МВА};$$

Базисное напряжение первой ступени (на шинах системы) будет равно:

$$U_{61} = 37,5 \text{ кВ};$$

Базисное напряжение второй ступени трансформации (на шинах низкого напряжения ГПП) будет равно:

$$U_{62} = 10,5 \text{ кВ};$$

Базисное напряжение третьей ступени трансформации (на шинах низкого напряжения КТП) будет равно:

$$U_{63} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Расчет базисных токов выполняется по формуле (14):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \tag{14}$$
$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,54 \text{ о. е.}$$
$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ о. е.};$$
$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338 \text{ о. е.}$$

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения, заменив элементы системы электроснабжения на их сопротивления.

Расчетная схема приводится на рисунке 9.

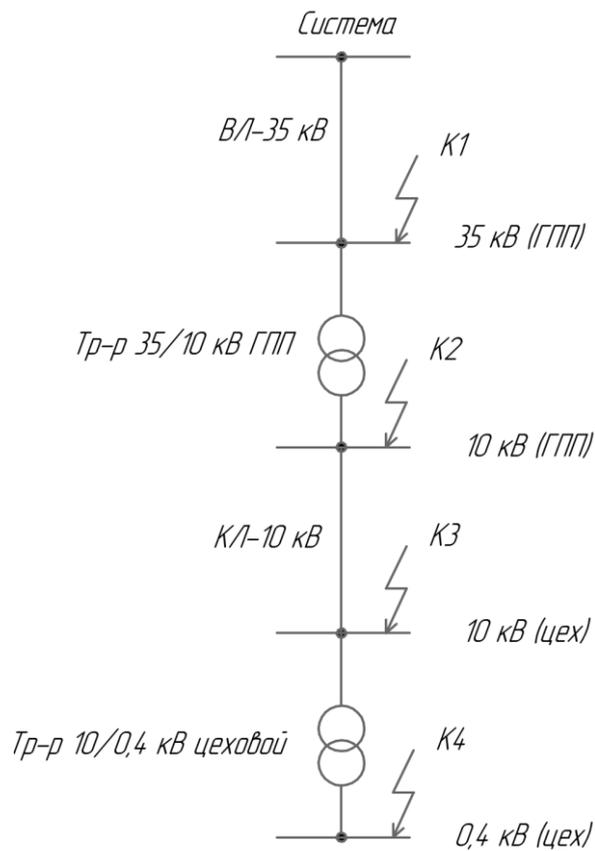


Рисунок 9 – Расчетная схема

Схема замещения приводится на рисунке 10.

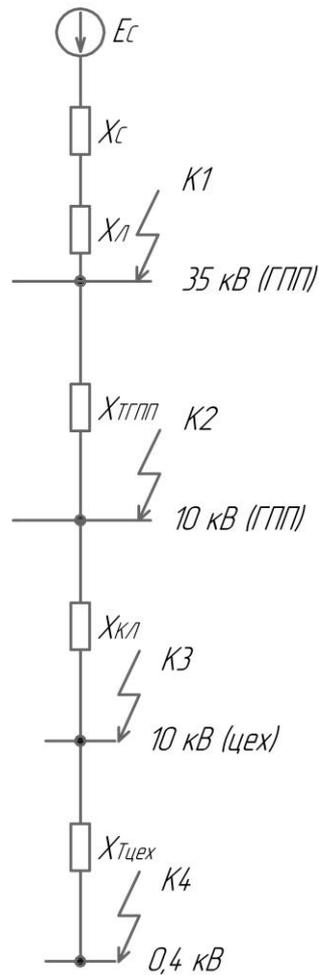


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Далее выполняется расчет параметров элементов системы электроснабжения в базисных величинах.

Реактивное и активное сопротивление системы определяются по следующему выражению:

$$X_{C*} = X_{C*ном} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{CP}^2}{U_{61}^2}; \quad (15)$$

$$R_{*Cмакс} = \frac{X_{C*}}{\omega \cdot T_{aG}}; \quad (16)$$

где  $X_{C*НОМ}$  – относительное сопротивление системы, полученное в качестве исходных данных при подготовке материалов для ВКР, о.е.;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность системы, полученная в качестве исходных данных, МВА;

$\omega$  – угловая частота сети, равная  $314 \text{ с}^{-1}$ ;

$T_{аГ}$  – время затухания апериодической составляющей тока КЗ на шинах системы напряжением 35 кВ, равная 0,02.

В соответствии с исходными данными, относительное сопротивление системы  $X_{C*НОМ}$  в максимальном режиме равно 0,55 о.е., в минимальном режиме – 0,78 о.е.

Расчеты выполняются для максимального и минимального режимов по формуле (15) и формуле (16):

$$X_{C*МАХ} = 0,55 \cdot \frac{100}{920} \cdot \frac{37,5^2}{37,5^2} = 59,78 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.};$$

$$R_{*СМАКС} = \frac{59,78 \cdot 10^{-3}}{314 \cdot 0,02} = 9,519 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

$$X_{C*МИН} = 0,78 \cdot \frac{100}{920} \cdot \frac{37,5^2}{37,5} = 84,78 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.};$$

$$R_{*СМИН} = \frac{84,78 \cdot 10^{-3}}{314 \cdot 0,02} = 13,5 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Параметры линии электропередачи 35 кВ, питающей ГПП определяются по формулам (17) и (18):

$$X_{Л*} = X_0 \cdot L_{Л} \cdot \frac{S_0}{U_{61}^2}, \quad (17)$$

$$R_{Л*} = R_0 \cdot L_{Л} \cdot \frac{S_0}{U_{61}^2}, \quad (18)$$

где  $X_0$  – удельное индуктивное сопротивление проводов ВЛ-110 кВ;

$R_0$  – удельное активное сопротивление проводов ВЛ-110 кВ;

$L_L$  – протяженность питающей ВЛ-110 кВ, равная 9,2 км.

$$X_{L*} = 0,432 \cdot 9,2 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,283 \text{ о. е.},$$

$$R_{L*} = 0,428 \cdot 9,2 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,28 \text{ о. е.}$$

Далее выполняется расчет параметров силовых трансформаторов ГПП.

Сопротивление обмоток трансформаторов 35/10 кВ определится по формулам (19) и (20):

$$x_{T\text{макс}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВНмин}}^2}{S_H} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}, \quad (19)$$

$$x_{T\text{мин}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВНмакс}}^2}{S_H} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}; \quad (20)$$

где  $U_{\text{кВ}}$  – напряжение КЗ на стороне ВН, %;

$U_{\text{ВН}}$  – напряжение обмоток высокого напряжения трансформаторов ГПП, с учетом крайних положений РПН для максимального и минимального напряжения.

Для выбранных трансформаторов марки ТМН-4000/35, пределы регулирования напряжения находятся в диапазонах  $\pm 6 \times 1,5\%$ .

Номинальное напряжение обмоток ВН  $U_{\text{ВН}}$  равно 35 кВ.

В крайнем верхнем положении РПН напряжение на стороне ВН трансформатора будет равно 38,15 кВ.

В крайнем нижнем положении РПН напряжение на стороне ВН трансформатора будет равно 31,85 кВ.

Сопротивления обмоток трансформаторов в относительных единицах, определенные по формуле (19) равны:

$$x_{*T\max} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{31,85^2}{4} \cdot \frac{100}{37,5^2} = 1,353 \text{ о. е.};$$

$$x_{*T\min} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{38,15^2}{4} \cdot \frac{100}{37,5^2} = 1,941 \text{ о. е.}$$

Значения активных сопротивлений трансформаторов определяются по формулам (21) и (22):

$$R_{*ТВН\max} = \frac{\Delta P_K \cdot 10^{-3}}{S_H} \cdot \frac{U_{ВН\min}^2}{S_H} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}; \quad (21)$$

$$R_{*Т\min} = \frac{\Delta P_K \cdot 10^{-3}}{S_H} \cdot \frac{U_{ВН\max}^2}{S_H} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}; \quad (22)$$

где  $\Delta P_K$  – потери короткого замыкания, определяемые по справочным данным, кВт.

$$R_{*ТВН\max} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3}}{4} \cdot \frac{31,85^2}{4} \cdot \frac{100}{37,5^2} = 0,151 \text{ о. е.};$$

$$R_{*ТВН\min} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3}}{4} \cdot \frac{38,15^2}{4} \cdot \frac{100}{37,5^2} = 0,217 \text{ о. е.};$$

Параметры кабельных линий 10 кВ, питающих цеховые ТП определяется по формулам (23) и (24):

$$X_{\text{кл}*} = X_0 \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}; \quad (23)$$

$$R_{\text{кл}*} = R_0 \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, \quad (24)$$

где  $X_0$  и  $R_0$  – удельное индуктивное и активное сопротивление кабеля 6 кВ;

$L_{\text{кл}}$  – протяженность кабельной линии, км.

Для КЛ-10 кВ, питающей ТП №1:

$$X_{\text{КЛ}*} = 0,104 \cdot 0,068 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,415 \text{ о. е.};$$

$$R_{\text{КЛ}*} = 0,641 \cdot 0,068 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 39,536 \text{ о. е.}$$

Для остальных кабельных линий 10 кВ расчеты сопротивлений приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет сопротивлений КЛ-10 кВ

№ КТП	Марка провода	$L_{\text{КЛ}}$ , км	$X_{\text{КЛ}*}$ , о.е.	$R_{\text{КЛ}*}$ , о.е.
КТП №1	АПвПг 3×50	0,068	0,006415	0,039536
КТП №2	АПвПг 3×35	0,134	0,013248	0,105498
КТП №3	АПвПг 3×35	0,225	0,022245	0,177143
КТП №4	АПвПг 3×35	0,327	0,032329	0,257448
КТП №6	АПвПг 3×95	0,16	0,013351	0,04644
КТП №7	АПвПг 3×35	0,3	0,02966	0,23619
КТП №5	АПвПг 3×35	0,163	0,016115	0,12833

Параметры силовых трансформаторов цеховых ТП 10/0,4 кВ определяются по формулам (25) и (26):

$$x_{\text{Тмакс}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВНмакс}}^2}{S_{\text{НТ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}}^2}; \quad (25)$$

$$x_{\text{Тмин}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВНмин}}^2}{S_{\text{НТ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}}^2}; \quad (26)$$

где  $U_{\text{к}}$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{\text{НТ}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для цеховых ТП регулирование напряжения производится с применением устройств ПБВ с шагом регулирования  $\pm 2 \times 2,5$  %.

Для трансформаторов цеховой ТП №1:

$$x_{*T\text{макс}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{9,975^2}{1} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,964 \text{ о. е.};$$

$$x_{*T\text{мин}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{11,025^2}{1} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,064 \text{ о. е.}$$

Активное сопротивление силового трансформатора определяется по формулам (27) и (28):

$$R_{*T\text{макс}} = \frac{\Delta P_K \cdot 10^{-3}}{S_{HT}} \cdot \frac{U_{BH\text{макс}T}^2}{S_{HT}} \cdot \frac{S_6}{U_{6II}^2}; \quad (27)$$

$$R_{*T\text{мин}} = \frac{\Delta P_K \cdot 10^{-3}}{S_{HT}} \cdot \frac{U_{BH\text{мин}T}^2}{S_{HT}} \cdot \frac{S_6}{U_{6II}^2}. \quad (28)$$

где  $\Delta P_K$  – потери КЗ трансформатора 10/0,4 кВ, кВт.

Для цеховой ТП №1:

$$R_{*T\text{макс}} = \frac{10,5 \cdot 10^{-3}}{1} \cdot \frac{9,975^2}{1} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,948 \text{ о. е.};$$

$$R_{*T\text{мин}} = \frac{10,5 \cdot 10^{-3}}{1} \cdot \frac{11,025^2}{1} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,158 \text{ о. е.}$$

Для расчета токов КЗ в точке К1 требуется определить суммарное сопротивление элементов в точке КЗ по формулам (29) и (30):

$$X_{*K1\text{макс}} = X_{*C\text{макс}} + X_{*Л}; \quad (29)$$

$$R_{*K1\text{макс}} = R_{*C\text{макс}} + R_{*Л} \quad (30)$$

$$X_{*K1\text{макс}} = 59,78 \cdot 10^{-3} + 0,283 = 0,342 \text{ о. е.};$$

$$R_{*K1\text{макс}} = 9,519 \cdot 10^{-3} + 0,28 = 0,289 \text{ о. е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ для точки К1 будет определяться по формуле (31):

$$I_{*K1\max} = \frac{E_{*C}}{X_{*1K1}}, \quad (31)$$

где  $E_{*C}$  – ЭДС системы, равный 1 о.е.

$$I_{*K1\max} = \frac{1}{0,342} = 2,92 \text{ о. е.}$$

В именованных единицах значение тока КЗ определяется по формуле (32):

$$I_{K1\max} = I_{*K1\max} \cdot I_{B1}, \quad (32)$$

$$I_{K1\max} = 2,92 \cdot 1,539 = 4,496 \text{ кА.}$$

Время затухания апериодической составляющей тока КЗ будет равна:

$$T_{aK1\max} = \frac{X_{*K1\max}}{\omega \cdot R_{*K1\max}}, \quad (33)$$

$$T_{aK1\max} = \frac{0,342}{314 \cdot 0,289} = 0,0038 \text{ с.}$$

Значение ударного коэффициента определяется по формуле (34):

$$k_{удK1\max} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aK1}}}, \quad (34)$$

$$k_{удK1\max} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}} = 1,07.$$

Ударный ток КЗ вычисляется следующим образом по формуле (35):

$$i_{удК1макс} = \sqrt{2} \cdot I_{1К1макс} \cdot k_{удК1макс}, \quad (35)$$

$$i_{удК1макс} = \sqrt{2} \cdot 4,496 \cdot 1,07 = 6,806 \text{ кА.}$$

Расчет параметров КЗ для минимального режима производится аналогично. Результаты расчета параметров КЗ для точки К1 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет токов КЗ для точки К1

Параметр	Значение для максимального режима	Значение для минимального режима
$X_{*К1}$ , о. е.	0,342	0,367
$R_{*К1}$ , о. е.	0,290	0,294
$I_{*К1}$ , о. е.	2,921	2,722
$I_{К1}$ , кА	4,496	4,190
$T_{аК1}$ , с	0,004	0,004
$k_{удК1}$	1,070	1,081
$i_{удК1}$ , кА	6,806	6,409

Аналогично производятся расчеты для точки К2. Результаты сводятся в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет токов КЗ для точки К2

Параметр	Значение для максимального режима	Значение для минимального режима
$X_{*К2}$ , о. е.	1,695	2,308
$R_{*К2}$ , о. е.	0,441	0,510
$I_{*К2}$ , о. е.	0,590	0,433
$I_{К2}$ , кА	3,244	2,382
$T_{аК2}$ , с	0,012	0,014
$k_{удК2}$	1,442	1,500
$i_{удК2}$ , кА	6,616	5,052

Расчет параметров КЗ для точки К3 производится для каждой цеховой ТП. Результаты расчета приводятся в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет токов КЗ для точки К3

Параметр	ТП №1	ТП №2	ТП №3	ТП №4	ТП №5	ТП №6	ТП №7
Максимальный режим							
$X_{*КЗ}$ , о. е.	1,701	1,708	1,717	1,727	1,711	1,708	1,725
$R_{*КЗ}$ , о. е.	0,480	0,546	0,618	0,698	0,569	0,487	0,677
$I_{*КЗ}$ , о. е.	0,588	0,585	0,582	0,579	0,584	0,585	0,580
$I_{КЗ}$ , кА	3,232	3,219	3,202	3,183	3,214	3,219	3,188
$T_{акЗ}$ , с	0,011	0,010	0,009	0,008	0,010	0,011	0,008
$k_{удКЗ}$	1,412	1,367	1,323	1,281	1,352	1,409	1,292
$i_{удКЗ}$ , кА	6,455	6,221	5,992	5,768	6,145	6,412	5,824
Минимальный режим							
$X_{*КЗ}$ , о. е.	2,314	2,321	2,330	2,340	2,324	2,321	2,338
$R_{*КЗ}$ , о. е.	0,550	0,616	0,687	0,768	0,639	0,557	0,746
$I_{*КЗ}$ , о. е.	0,432	0,431	0,429	0,427	0,430	0,431	0,428
$I_{КЗ}$ , кА	2,376	2,369	2,360	2,350	2,366	2,369	2,352
$T_{акЗ}$ , с	0,013	0,012	0,011	0,010	0,012	0,013	0,010
$k_{удКЗ}$	1,474	1,435	1,396	1,357	1,422	1,471	1,367
$i_{удКЗ}$ , кА	4,954	4,807	4,659	4,509	4,758	4,928	4,547

Расчет параметров КЗ для точки К4 производится для каждой цеховой ТП. Результаты расчета приводятся в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет токов КЗ для точки К4

Параметр	ТП №1	ТП №2	ТП №3	ТП №4	ТП №5	ТП №6	ТП №7
Максимальный режим							
$X_{*КЗ}$ , о. е.	6,665	11,861	11,870	11,880	9,590	4,811	9,604
$R_{*КЗ}$ , о. е.	1,428	3,648	3,720	3,800	2,104	1,069	2,212
$I_{*КЗ}$ , о. е.	0,150	0,084	0,084	0,084	0,104	0,208	0,104
$I_{КЗ}$ , кА	21,656	12,169	12,160	12,149	15,051	30,004	15,030
$T_{акЗ}$ , с	0,015	0,010	0,010	0,010	0,015	0,014	0,014
$k_{удКЗ}$	1,510	1,381	1,374	1,366	1,502	1,498	1,485
$i_{удКЗ}$ , кА	46,256	23,760	23,624	23,474	31,974	63,554	31,569
Минимальный режим							
$X_{*КЗ}$ , о. е.	8,378	14,724	14,733	14,743	11,949	6,111	11,963
$R_{*КЗ}$ , о. е.	2,585	7,438	7,510	7,590	3,979	1,779	4,087
$I_{*КЗ}$ , о. е.	0,119	0,068	0,068	0,068	0,084	0,164	0,084
$I_{КЗ}$ , кА	17,228	9,803	9,797	9,790	12,079	23,619	12,066
$T_{акЗ}$ , с	0,010	0,006	0,006	0,006	0,010	0,011	0,009
$k_{удКЗ}$	1,379	1,205	1,202	1,199	1,352	1,401	1,342
$i_{удКЗ}$ , кА	33,610	16,701	16,650	16,595	23,087	46,790	22,901

Полученные значения параметров режима короткого замыкания будут использованы для выбора оборудования подстанции и для расчета уставок релейной защиты.

## 2.5 Выбор оборудования ГПП

На главной понизительной подстанции 35/10 кВ требуется осуществить выбор оборудования для ОРУ 35 кВ и для ЗРУ 10 кВ.

На ОРУ 35 кВ в качестве коммутационных аппаратов выбираются вакуумные выключатели и разъединители. В качестве измерительных устройств – трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Для защиты оборудования от грозовых, коммутационных импульсных перенапряжений выбираются ограничители перенапряжения.

Для выбора вакуумных выключателей 35 кВ необходимо учитывать следующие параметры:

Для выбора вакуумных выключателей 35 кВ необходимо учитывать следующие параметры:

Номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ.}$$

Расчетный ток нагрузки:

$$I_{\text{расч}} = 73,56 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{\text{К1}} = 4,496 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удк1} = 6,806 \text{ кА.}$$

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- номинальное напряжение:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.сети}, \quad (36)$$

- номинальный ток:

$$I_{ном.в} \geq I_{расч}, \quad (37)$$

- ток отключения:

$$I_{откл.в} \geq I_{п}, \quad (38)$$

- термическая стойкость:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq I_{п}^2 \cdot t_{кз}, \quad (39)$$

- электродинамическая стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (40)$$

Предварительно выбирается выключатель марки ВВН-СЭЩ-П-35-25/1600 УХЛ1 завода изготовителя АО «Электроцит Самара» со следующими характеристиками [19]:

- номинальное напряжение: 35 кВ;
- номинальный ток: 1600 А;
- ток отключения: 25 кА;

- термическая стойкость: 25 кА за 3 секунды;
- электродинамическая стойкость: 63 кА;
- механический ресурс – 25000 циклов включения-отключения;
- срок службы выключателя: 30 лет

Изображение выключателя приводится на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид выключателя ВВН-СЭЩ

Необходимо произвести проверку соответствия выбранного вакуумного выключателя условиям эксплуатации.

Выполняется проверка по номинальному напряжению по формуле (36):

$$U_{\text{ном.в}} = 35 \text{ кВ} \geq U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ.}$$

Проверка по номинальному току по формуле (37):

$$I_{\text{ном.в}} = 1600 \text{ А} \geq I_{\text{расч}} = 73,56 \text{ А.}$$

Проверка по отключающей способности по формуле (38):

$$I_{\text{откл.в}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{п}} = 4,496 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости по формуле (39):

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{п}}^2 \cdot t_{\text{кз}} = 4,496^2 \cdot 3 = 60,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по электродинамической стойкости по формуле (40):

$$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 6,806 \text{ кА}$$

По результатам проверки всех параметров, для установки выбирается окончательно вакуумный выключатель марки ВВН-СЭЩ-П-35-25/1600 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

Выбранный вакуумный выключатель полностью соответствует всем расчетным параметрам и обеспечивает надежную работу в заданных условиях эксплуатации. Оборудование отечественного производства, что гарантирует доступность запчастей и сервисного обслуживания.

Выбор разъединителей осуществляется аналогично выбору выключателей 35 кВ.

Исходя из условий эксплуатации и расчетных данных, выбираем разъединитель типа РГП-СЭЩ-35/1000 У1 со следующими характеристиками:

- номинальное напряжение:

$$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$$

- номинальный ток:

$$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$$

- ток электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА,}$$

- ток термической стойкости:

$$I_{\text{т}} = 25 \text{ кА при } t_{\text{т}} = 3 \text{ с}$$

- климатическое исполнение: У1

Проводится проверка правильности выбора разъединителей 35 кВ.

- по номинальному напряжению по формуле (36):

$$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$$

- по номинальному току по формуле (37):

$$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{раб.мах}} = 73,56 \text{ А}$$

- по электродинамической стойкости по формуле (40):

$$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 6,806 \text{ кА},$$

- по термической стойкости по формуле (39):

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \text{с},$$

$$I_{\text{П}}^2 t = 4,496^2 \cdot 3 = 60,8 \text{ кА}^2 \text{с},$$

На основании проведенных расчетов и проверок выбран разъединитель типа РГП-СЭЩ-35/1000 У1, который с большим запасом удовлетворяет всем условиям эксплуатации и отвечает требованиям надежности для ОРУ 35 кВ ГПП. Данный разъединитель обеспечивает необходимую коммутационную способность и термическую стойкость при коротких замыканиях, несмотря на то, что его номинальный ток значительно превышает расчетный ток установки.

Для обеспечения учета электрической энергии и возможности работу устройств релейной защиты, требуется выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Выбор трансформаторов тока осуществляется аналогично выбору выключателей и разъединителей.

Исходя из условий эксплуатации и расчетных данных, выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-35 100/5 со следующими параметрами:

- номинальное напряжение:

$$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$$

- номинальный первичный ток:

$$I_{1\text{н}} = 100 \text{ А}$$

- номинальный вторичный ток:

$$I_{2н} = 5 \text{ А}$$

- ток электродинамической стойкости:

$$i_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА},$$

- ток термической стойкости:

$$I_{\text{T}} = 25 \text{ кА при } t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$$

- класс точности: 0,5;

- номинальная нагрузка:

$$S_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА},$$

Выполняется проверка правильности выбора трансформаторов тока:

- по номинальному напряжению по формуле (36):

$$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$$

- по номинальному первичному току по формуле (37):

$$I_{1н} = 100 \text{ А} \geq I_{\text{раб.мах}} = 73,56 \text{ А}$$

- по электродинамической стойкости по формуле (40):

$$i_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 6,806 \text{ кА},$$

- по термической стойкости по формуле (39):

$$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$I_{II}^2 \cdot t = 4,496^2 \cdot 3 = 60,8 \text{ кА}^2\text{с},$$

- по классу точности: класс точности 0,5 обеспечивает работу всех измерительных приборов по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА} \geq S_{\text{нагр}} = 10 \text{ ВА},$$

На основании проведенных расчетов и проверок выбраны трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-35 100/5, которые с достаточным запасом удовлетворяют всем условиям эксплуатации и отвечают требованиям надежности для ОРУ 35 кВ ГПП. Данные трансформаторы обеспечивают необходимую точность измерений, электродинамическую стойкость и термическую стойкость при коротких замыканиях.

Трансформаторы напряжения выбираются по аналогичным условиям.

Исходя из условий эксплуатации и расчетных данных, выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1 со следующими параметрами:

- номинальное напряжение:

$$U_H = 35 \text{ кВ},$$

- номинальная мощность в классе 0,5:

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА},$$

- класс точности: 0,5.

Далее производится проверка правильности выбора трансформаторов напряжения:

- по номинальному напряжению по формуле (36):

$$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$$

- по номинальной мощности:

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА} \geq S_{\text{нагр}} = 100 \text{ ВА}$$

- по электродинамической стойкости по формуле (40):

$$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 6,806 \text{ кА},$$

- по термической стойкости по формуле (39):

$$\begin{aligned} I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} &= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}, \\ I_{\text{П}}^2 \cdot t &= 4,496^2 \cdot 3 = 60,8 \text{ кА}^2\text{с}, \end{aligned} \quad (36)$$

- по классу точности: класс точности 0,5 обеспечивает работу всех измерительных приборов.

На основании проведенных расчетов и проверок выбраны трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1, которые с достаточным запасом удовлетворяют всем условиям эксплуатации и отвечают требованиям надежности для ОРУ 35 кВ ГПП. Данные трансформаторы обеспечивают необходимую точность измерений и термическую стойкость при коротких замыканиях.

Для защиты от грозových перенапряжений, от импульсных перенапряжений, выбираются ограничители перенапряжения ОПН-П-35/42/10/550 УХЛ1, сч наибольшим рабочим напряжением в 42 кВ, которые с достаточным запасом удовлетворяют всем условиям эксплуатации и отвечают требованиям надежности для ОРУ 35 кВ ГПП. Данные ограничители

обеспечивают эффективную защиту оборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений, имеют необходимые характеристики пропускной способности и остающихся напряжений.

На уровне напряжения 10 кВ ГПП в ЗРУ-10 кВ используются комплектные распределительные устройства одностороннего обслуживания производства АО «ЭлТехника» с выкатными элементами. В ячейках 10 кВ требуется осуществить выбор вакуумных выключателей 10 кВ и трансформаторов тока.

Для выбора вакуумных выключателей 10 кВ и трансформаторов тока 10 кВ необходимо учитывать следующие параметры:

- номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

- расчетный ток нагрузки:

$$I_{\text{расч}} = 257,488 \text{ А};$$

- периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{\text{к2}} = 3,244 \text{ кА};$$

- ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{удк2}} = 6,616 \text{ кА}.$$

Предварительно выбираются вакуумные выключатели марки ВВ-TEL-10/1000 для вводных и для отходящих ячеек.

Выполняется проверка выбора вакуумных выключателей 10 кВ по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ.}$$

Проверка по номинальному току:

$$I_{\text{ном.в}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{расч}} = 257,488 \text{ А.}$$

Проверка по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.в}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{п}} = 3,244 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{п}}^2 \cdot t_{\text{кз}} = 3,244^2 \cdot 3 = 31,571 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 6,616 \text{ кА}$$

По результатам проверки всех параметров, для установки выбирается окончательно вакуумный выключатель марки ВВ-TEL-10/1000, который удовлетворяет всем условиям.

Трансформаторы тока требуется выбрать по вышеуказанным параметрам отдельно для вводных, секционной ячейки и для отходящих ячеек.

Выбранные трансформаторы тока приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Ячейка РУ-10 кВ ГПП	$I_{\text{макс}}, \text{А}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	Марка ТТ	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$
ТП №1	54,203	75	ТОЛ-СЭЦ-10 75/5	31,5	78,8
ТП №2	24,007	30	ТОЛ-СЭЦ-10 30/5	31,5	50
ТП №3	21,939	30	ТОЛ-СЭЦ-10 30/5	31,5	50
ТП №4	32,042	50	ТОЛ-СЭЦ-10 50/5	31,5	50
ТП №6	124,291	150	ТОЛ-СЭЦ-10 150/5	40	100
ТП №7	45,264	50	ТОЛ-СЭЦ-10 50/5	31,5	50
ТП №5	40,428	50	ТОЛ-СЭЦ-10 50/5	31,5	50
Вводные, секционная ячейки	257,488	300	ТОЛ-СЭЦ-10 300/5	40	100

В качестве трансформаторов напряжения выбираются трансформаторы типа НАЛИ-СЭЦ-10 номинальным напряжением 10 кВ и классом точности 0,5.

В качестве ограничителей перенапряжения в РУ-10 кВ выбираются устройства ОПН-10/10,5/10/400.

В таблице 17 приводятся сведения о выбранном оборудовании ГПП:

Таблица 17 – Выбор оборудования ГПП

Наименование	Марка
Выключатель 35 кВ	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1600
Разъединитель 35 кВ	РГП-СЭЦ-35/1000 У1
Трансформатор тока 35 кВ	ТОЛ-СЭЦ-35 100/5
Трансформатор напряжения 35 кВ	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1
Ограничитель перенапряжения 35 кВ	ОПН-П-35/42/10/550 УХЛ1
Выключатель 10 кВ	ВВ-TEL-10/1000
Трансформатор тока 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10
Трансформатор напряжения 10 кВ	НАЛИ-СЭЦ-10
Ограничитель перенапряжения 10 кВ	ОПН-10/10,5/10/400

Выбранные коммутационные аппараты, трансформатора тока, напряжения и ограничители перенапряжения соответствуют условиям эксплуатации и обеспечат надежную работу системы электроснабжения.

## 2.6 Выбор оборудования цеховых ТП

Для цеховых ТП требуется осуществить выбор оборудования РУ-10 кВ и РУ-0,4 кВ.

Для РУ 10 кВ требуется выбрать выключатели нагрузки с предохранителями.

Для РУ-0,4 кВ требуется выбрать автоматические выключатели и трансформаторы тока.

Выбор оборудования цеховых ТП на уровне напряжения 10 кВ осуществляется аналогично выбору оборудования ГПП по следующим параметрам:

- номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ};$$

- расчетный ток нагрузки:

$$I_{\text{расч}} = 21,939 \dots 124,291 \text{ А};$$

- периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{\text{кз}} = 3,183 \dots 3,232 \text{ кА};$$

- ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удк3} = 5,768 \dots 6,455 \text{ кА.}$$

Выбор оборудования цеховых ТП на уровне напряжения 0,4 кВ осуществляется аналогично выбору оборудования ГПП по следующим параметрам:

- номинальное напряжение сети:

$$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ;}$$

- расчетный ток нагрузки:

$$I_{расч} = 548,483 \dots 3107,268 \text{ А;}$$

- периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{к4} = 12,149 \dots 30,004 \text{ кА;}$$

- ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удк4} = 23,474 \dots 63,554 \text{ кА.}$$

Выбираются выключатели нагрузки 10 кВ марки ВНА-10/400 У2 с параметрами:

- номинальное напряжение:

$$U_{н} = 10 \text{ кВ}$$

- номинальный ток:

$$I_H = 400 \text{ A}$$

- ток электродинамической стойкости:

$$i_{\text{ДИН}} = 41 \text{ кА},$$

- ток термической стойкости:

$$I_T = 16 \text{ кА при } t_T = 3 \text{ с.}$$

Выбранные разъединители проверяются аналогично выбору оборудования ГПП, и успешно проходят проверку.

Выбор предохранителей 10 кВ приводится в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор предохранителей 10 кВ

Наименование ТП	$I_{\text{макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{ A}$	Марка предохранителя	$i_{\text{ДИН}}, \text{ кА}$
ТП №1	54,203	63	ПКТ-1.2-10-63-31,5	31,5
ТП №2	24,007	31,5	ПКТ-1.2-10-31,5-31,5	31,5
ТП №3	21,939	31,5	ПКТ-1.2-10-31,5-31,5	31,5
ТП №4	32,042	40	ПКТ-1.2-10-40-31,5	31,5
ТП №5	40,428	50	ПКТ-1.2-10-50-31,5	31,5
ТП №6	124,291	160	ПКТ-1.3-10-160-80	80
ТП №7	45,264	50	ПКТ-1.2-10-50-31,5	31,5

Выбор автоматических выключателей по стороне 0,4 кВ осуществляется в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	$I_{\text{макс}}, \text{A}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{A}$	Марка АВ	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$
ТП №1	1355,075	1600	OptiMat A – 1600 УХЛЗ	31,5	80
ТП №2	600,187	1000	OptiMat A – 1000 УХЛЗ	31,5	50
ТП №3	548,483	1000	OptiMat A – 1000 УХЛЗ	31,5	50
ТП №4	801,053	1000	OptiMat A – 1000 УХЛЗ	31,5	50
ТП №6	1010,709	1250	OptiMat A – 1250 УХЛЗ	40	80
ТП №7	3107,268	4000	OptiMat A – 4000 УХЛЗ	31,5	100
ТП №5	1131,606	1250	OptiMat A – 1250 УХЛЗ	31,5	80

Выбор трансформаторов тока по стороне 0,4 кВ осуществляется в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ

ТП	$I_{\text{макс}}, \text{A}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{A}$	Марка ТТ	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$
ТП №1	1355,075	1500/5	ТШЛ-0,66 1500/5	31,5	80
ТП №2	600,187	800/5	ТШЛ-0,66 800/5	31,5	50
ТП №3	548,483	600/5	ТШЛ-0,66 600/5	31,5	50
ТП №4	801,053	1000/5	ТШЛ-0,66 1000/5	31,5	50
ТП №6	1010,709	1250/5	ТШЛ-0,66 1250/5	40	80
ТП №7	3107,268	3500/5	ТШЛ-0,66 3500/5	31,5	100
ТП №5	1131,606	1250/5	ТШЛ-0,66 1250/5	31,5	80

Выбранной оборудование обеспечивает надежное электроснабжение трансформаторного завода за счет устойчивости к длительным токам нагрузок и к условиям работы в режиме короткого замыкания.

### **3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики**

#### **3.1 Выбор устройств релейной защиты ГПП**

В данном разделе выпускной квалификационной работы осуществляется выбор устройств релейной защиты.

Релейная защита ГПП является важнейшим элементом системы электроснабжения трансформаторного завода. Она должна обеспечивать быстрое отключение повреждённых элементов, селективность действия защит, чувствительность к различным видам повреждений и надёжность работы в нормальных и аварийных режимах [3].

Микропроцессорные устройства защиты производства ООО «НТЦ Механотроника» (серия БМРЗ) выбираются по следующим причинам. Они обладают высокой надёжностью и точностью измерений, имеют расширенные функциональные возможности, отличаются простотой настройки и обслуживания. Важным преимуществом является возможность модернизации программного обеспечения, соответствие современным требованиям, а также наличие всех необходимых защит для ГПП 35/10 кВ.

Дифференциальная защита является основной защитой трансформатора от внутренних повреждений. Принцип её действия основан на сравнении токов, входящих в обмотку трансформатора и выходящих из неё. Газовая защита предназначена для защиты от повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа. Она действует на отключение при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла. Токовая отсечка представляет собой быстродействующую защиту от междуфазных коротких замыканий, которая отключает трансформатор при токах, превышающих уставку. Максимальная токовая защита служит для защиты от перегрузок и малочувствительных повреждений, имеет выдержку времени и действует на отключение при превышении заданного тока по [7].

Технические характеристики микропроцессорных защит включают диапазон рабочих температур от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$ , время срабатывания не более 30 мс, точность измерения токов и напряжений  $\pm 1\%$ , количество выходных реле до 8 штук. Устройства также обеспечивают возможность работы с различными типами трансформаторов тока.

Основные преимущества микропроцессорных защит БМРЗ заключаются в их модульной конструкции, возможности расширения функций, наличии встроенных самодиагностик, цифровой индикации параметров и возможности связи с АСУТП [18]. Кроме того, устройства отличаются простотой настройки через лицевой дисплей.

В данной работе производится выбор дифференциальной защиты трансформаторов ГПП напряжением 35/10 кВ. Расчет уставок осуществляется в специализированном программном комплексе завода изготовителя [17].

На рисунке 12 приводятся исходные данные для расчета уставок, внесенные в интерфейс программного комплекса.

### Исходные данные

Тип трансформатора 

ТМН-4000/35
-------------

$S_{НОМ ТР}$ - номинальная мощность, МВА	4
$U_{НОМ ТР}^{ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ	35
$U_{НОМ ТР}^{НН}$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ	11

Система регулирования напряжения на стороне ВН

$n_{ВН}$ - количество ступеней регулирования	13
$\Delta U_{ВН}$ - шаг регулирования напряжения, %	1,5

Коэффициенты трансформации ТТ сторон трансформатора

ВН	НН
20	60

Максимальные погрешности ТТ сторон трансформатора, рассчитанные в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002.

$\varepsilon_{МАКС}$	$\varepsilon_{МИН}$	$\varepsilon_{0,5}$	$\varepsilon_{раб макс}$	$\varepsilon_{1,5}$
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Токи КЗ на выводах

приведенный к  
стороне ВН

$I_{К МАКС}^{ВН}$ - макс. ток КЗ на стороне ВН, А	4496	4496
$I_{К МАКС}^{НН}$ - макс. ток КЗ на стороне НН, А	3244	908
$I_{К МИН}$ - мин. ток внешнего КЗ, А		667

Рисунок 12 – Исходные данные для расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов

Рассчитанные в программном комплексе значения номинальных токов и коэффициента цифрового выравнивания приведены на рисунке 13.

### Расчет

Номинальные токи сторон первичные:

$I_{НОМ ТР}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А	66,0
$I_{НОМ ТР}^{НН}$ - номинальный первичный ток стороны НН, А	209,9

Номинальные токи сторон вторичные:

$I_{НОМ ТР}^{ВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН, А	3,3
$I_{НОМ ТР}^{НН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН, А	3,5

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 номинальные вторичные токи должны находиться в диапазоне 0,25 - 10 А.

$K_{ВЫР}$ - коэффициент цифрового выравнивания	1,1
--	-----

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 коэффициент цифрового выравнивания

Рисунок 13 - Значения номинальных токов и коэффициента цифрового выравнивания

Значения уставок и коэффициента чувствительности дифференциальной защиты приводятся на рисунке 14.

### Расчет уставок

#### ДТО

- отстройка от максимального тока небаланса	6,45
- отстройка от БТН	4
$ДТО РТ$ - уставка срабатывания ДТО, о.е.	6,45

#### ДЗТ

Минимальный начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
$ДЗТ нач$ - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
$I_{ДЗТ 2}$ - ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5 $I_{ном}$	0,62
$ДЗТ КТ2$ - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,32
$I_{К ТОРМ}$ - ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.	12,05
$ДЗТ КТ3$ - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	0,56

#### Проверка чувствительности ДЗТ

$K_{\epsilon}$ - коэффициент чувствительности	30,33
---	-------

Рисунок 14 - Значения уставок и коэффициента чувствительности дифференциальной

Уставки защит, определенные с помощью специализированного программного комплекса, приводятся на рисунке 15.

Сигнализация небаланса

<i>НБ РТ</i> - уставка сигнализации небаланса	0,27
---	------

Уставки защиты

<i>ДТО РТ</i> - уставка срабатывания ДТО, о.е.	6,45
<i>НБ РТ</i> - уставка сигнализации небаланса	0,27
<i>ДЗТ нач</i> - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
<i>ДЗТ КТ2</i> - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,32
<i>ДЗТ КТ3</i> - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	0,56

Рисунок 15 – Уставки защит

Характеристика срабатывания приводится на рисунке 16.

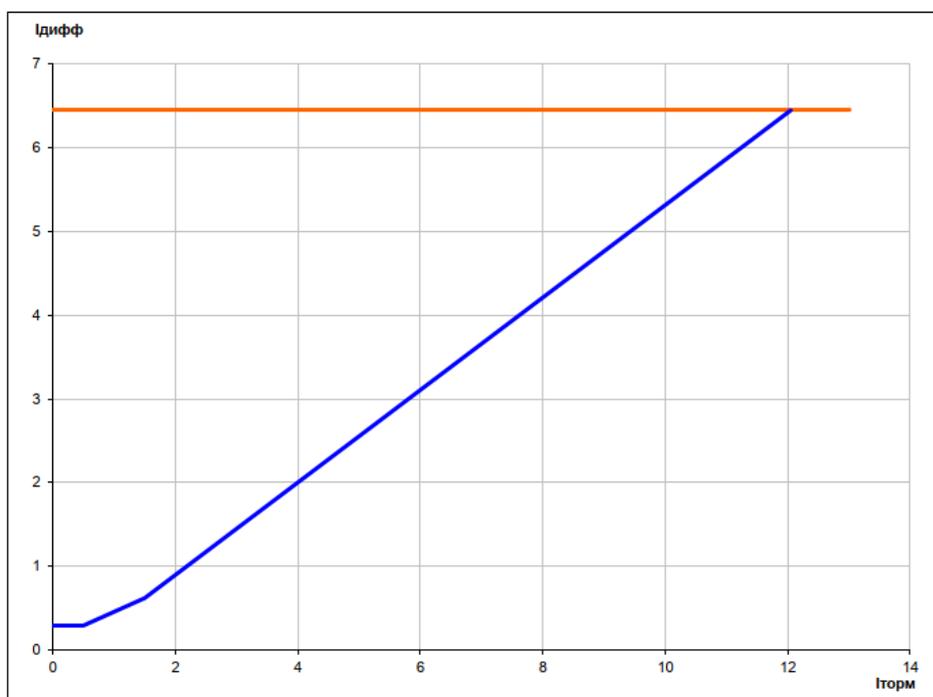


Рисунок 16 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты

Рассчитанные в данном разделе уставки защит позволяют обеспечить надежную защиту силовых трансформаторов ГПП от токов коротки замыканий.

### **3.2 Выбор устройств автоматики цеховых ТП**

Для электроснабжения трансформаторного завода, где присутствуют потребители 1 и 2 категории надежности, крайне важно обеспечить бесперебойное питание. Потребители 1 категории требуют гарантированного электроснабжения, так как перерыв в питании может привести к угрозе жизни и здоровью людей, значительному материальному ущербу или нарушению технологического процесса.

Потребители 2 категории также требуют высокой надежности электроснабжения, поскольку перерыв в питании может привести к массовому простою рабочих, нарушению технологического процесса и вызвать значительный экономический ущерб.

Автоматический ввод резерва (АВР) - это устройство, обеспечивающее восстановление питания потребителей путем автоматического переключения на резервный источник при отключении рабочего питания. АВР выполняет функции контроля наличия напряжения на вводах, автоматического переключения на резервный источник, возможности возврата схемы в исходное состояние и защиты от несинхронного включения.

Для электроснабжения трансформаторного завода наиболее целесообразной является схема «Два рабочих ввода с секционированием на автоматический ввод резерва».

Схема включает два независимых взаимно резервирующих источника питания - две системы шин с секционированием. На РУ-0,4 кВ применяются автоматические выключатели с электроприводом, выбранные в разделе 2 настоящей работы.

Принципиальная схема РУ-0,4 кВ цеховых ТП с АВР по [20] приводится на рисунке 17.

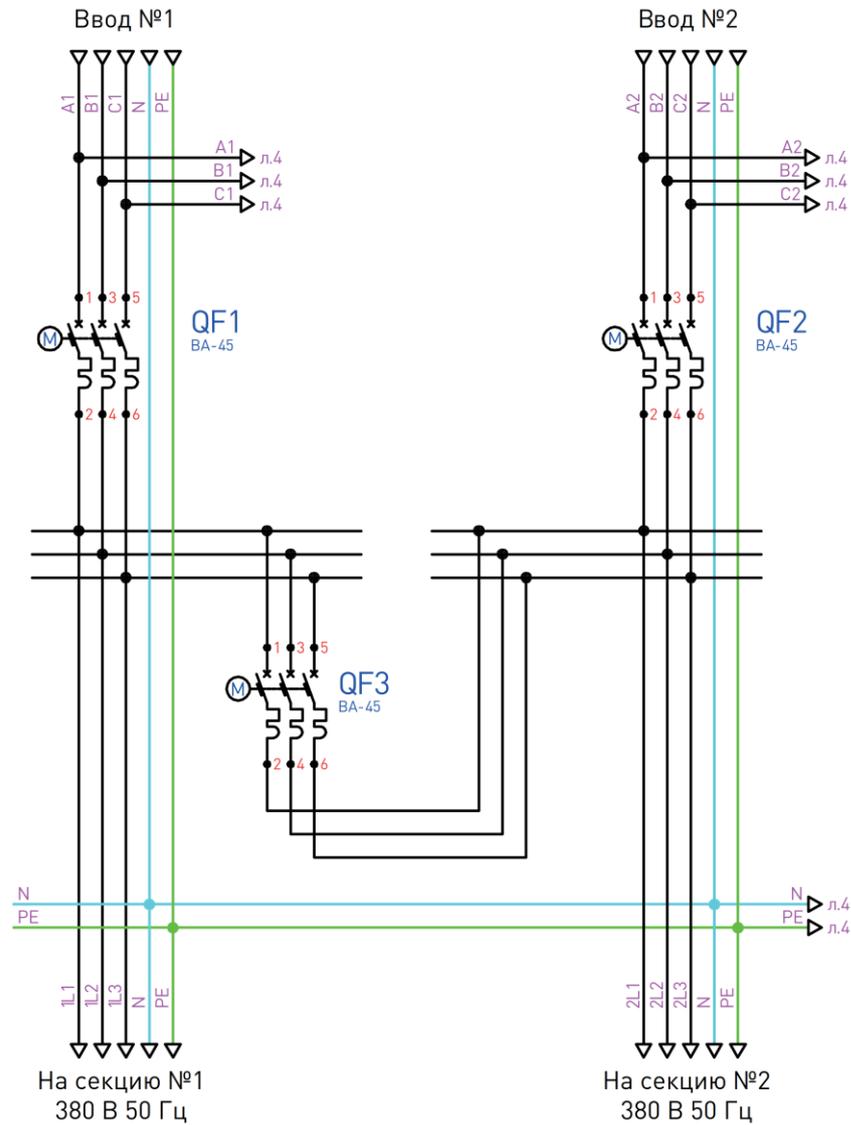


Рисунок 17 – Принципиальная схема АВР

В нормальном режиме работы включен QF1 и QF2, QF3 отключен. При аварии на вводе 1 происходит отключение QF1, включение QF2 и QF3. При аварии на вводе 2 отключается QF2, включается QF1 и QF3. При аварии на обоих вводах отключаются QF1 и QF2, включается QF3. Контроль напряжения осуществляется с помощью реле напряжения на каждой из секций.

Внешний вид расположения оборудования на монтажной плате приводится на рисунке 18.

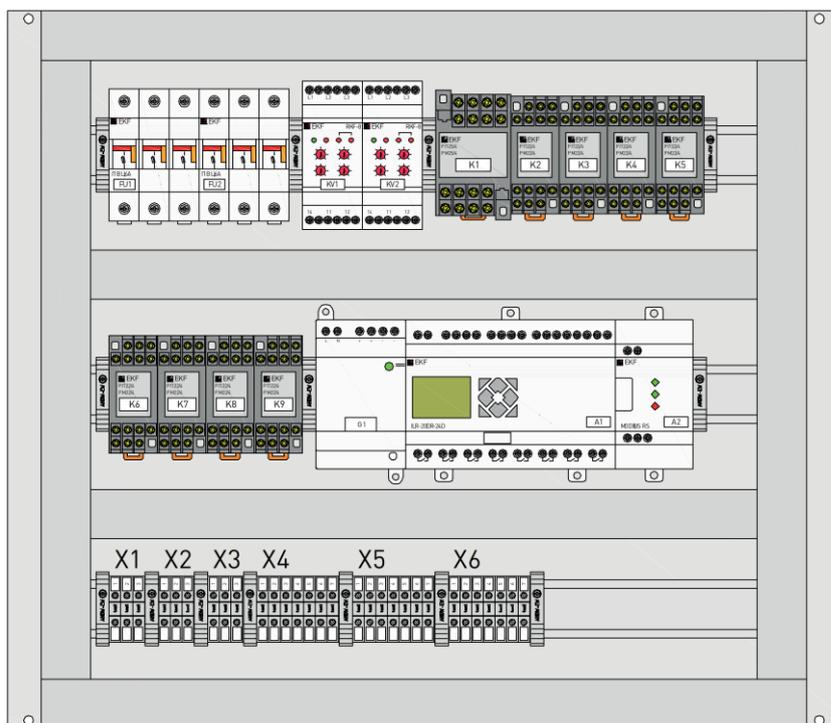


Рисунок 18 – Расположение оборудования автоматики на монтажной плате

Внешний вид лицевой панели шкафа управления и сигнализации АВР приводится на рисунке 19.

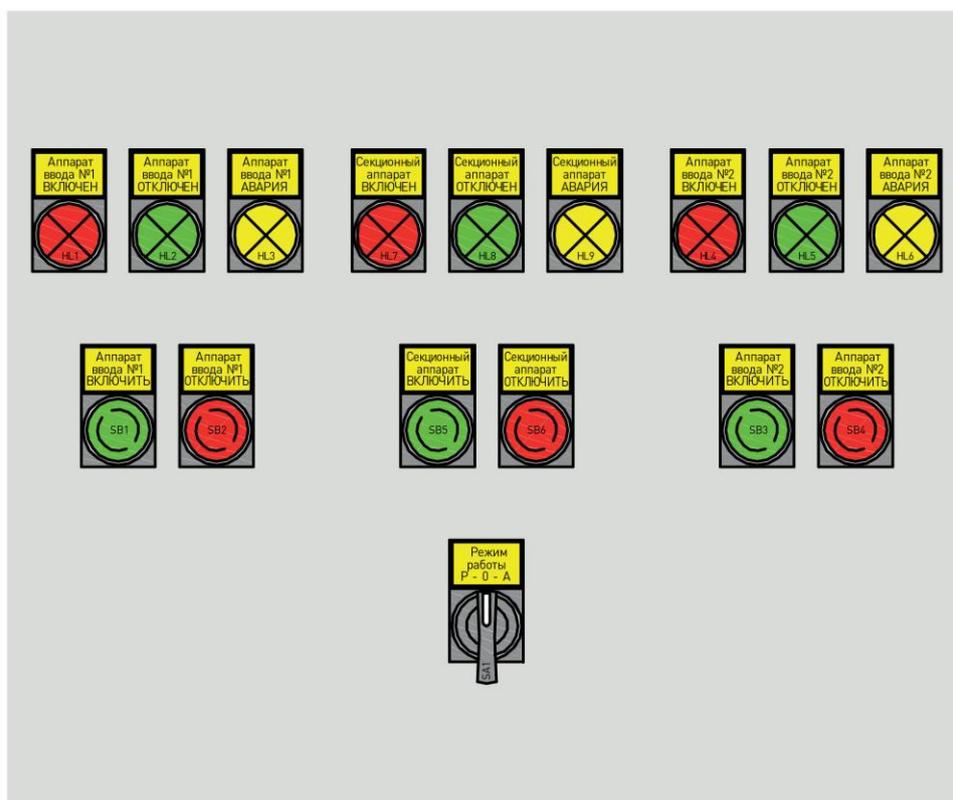


Рисунок 19 – Внешний вид лицевой панели шкафа управления и сигнализации АВР

Выбранная схема обеспечивает высокую надежность электроснабжения, возможность секционирования сети, автоматическое восстановление питания. Она отличается простотой реализации и обслуживания, а также позволяет использовать как выкатные, так и стационарные автоматические выключатели. Данная схема АВР полностью соответствует требованиям ПУЭ и обеспечивает необходимый уровень надежности электроснабжения для потребителей 1 и 2 категории трансформаторного завода.

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы разработана комплексная система электроснабжения трансформаторного завода ООО «Лукойл-энергосети», отвечающая современным требованиям надежности и эффективности.

В процессе исследования проведен всесторонний анализ технологического процесса предприятия и определены требования к надежности электроснабжения.

Выполнен расчет электрических нагрузок всех потребителей предприятия, на основе которого осуществлен выбор основного электрооборудования. В качестве силовых трансформаторов ГПП выбраны модели ТМН 4000/35 мощностью 4000 кВА, а для цеховых трансформаторных подстанций – силовые трансформаторы мощностью от 400 кВА до 1600 кВА.

Особое внимание уделено разработке системы релейной защиты и автоматики. В проекте использованы современные устройства релейной защиты производства ООО «НТЦ Механотроника». Произведен расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов ГПП, выбраны схемные решения АВР для цеховых ТП.

Разработанная система электроснабжения обеспечивает надежное электроснабжение всех потребителей предприятия, оптимальное распределение электрической энергии, эффективную защиту электрооборудования.

Предложенные технические решения полностью соответствуют современным требованиям электробезопасности и надежности электроснабжения, что подтверждается проведенными расчетами и обоснованным выбором оборудования. Разработанная система может быть рекомендована к практической реализации на трансформаторном заводе ООО «Лукойл-энергосети».

## Список используемых источников

1. Глазунов, А.А. Проектирование электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию. М. : Издательский дом МЭИ, 2010. 72 с.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
3. Долбилова Е. Г. Основные направления развития систем релейной защиты и автоматики, проблемы и недостатки в микропроцессорной защите // Научно-технические проблемы транспорта, промышленности и образования: материалы Всероссийской молодежной научно практической конференции. 2012. С. 101-105.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
5. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. Кудряшов Р.А. Расчет электрических нагрузок в нефтегазодобыче. Учебное пособие. Тюмень : издательство ТИУ. 2016. 95 с.
7. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / М.А. Мельников; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 218 с.
8. Миниахметов А. А. Анализ главных параметров электросети при аварийных режимах на нефтяных предприятиях и использование средств автоматического включения резерва // Молодой ученый. 2016. № 17 . С. 60-67. URL : <https://moluch.ru/archive/121/33433/> (дата обращения: 18.09.2025)
9. Ополева Г.Н. - Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. Учебное пособие. ФОРУМ: ИНФРА-М. М -2006. 480 с.;

10. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

11. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии : утв. Приказ Министерства энергетики РФ № 380 от 23 июня 2015 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.

12. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6-е и 7-е издания по состоянию на 2023 год) : утв. Министерством энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

13. Руководящие указания по расчёту токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания.– МЭИ, 2001.

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / Руководящий документ – Изд. офиц. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.

15. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок: РТМ 36.18.32.4-92. – Тяжпромэлектропроект, 30 июля 1992.

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ : утв. Приказом ОАО ФСК ЕЭС от 20.12.2007. М.: издательство ОАО ФСК ЕЭС. 2007. 132 с.

17. СТО ДИВГ-055-2013. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: утв. приказом ООО «НТЦ «Мехатроника» от 29.11.2013. 2013. 53 с.  
URL : [https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/transformatory\\_avtotransformatory-dif.tokovaya\\_zashita.pdf?ysclid=m2hxwe4os935788228](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf?ysclid=m2hxwe4os935788228) (дата обращения: 18.04.2025).

18. Цифровая электрическая сеть. Требования к технологическому проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ. СТО 34.01-21-005-2019 : утв. Приказом ПАО РОССЕТИ 29.03.2019. М.: 2019. 96 с.

19. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2020. 124 с.

20. Электрические и электронные аппараты: учебник и практикум для вузов ; под редакцией П. А. Курбатова. М.: Издательство Юрайт, 2021. 440 с.