

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

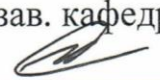
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 15 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Реконструкция генераторного распределительного устройства напряжением 10 кВ Тобольской ТЭЦ

Исполнитель
студент группы
442об1(1)


4.06.18
подпись, дата


И. К. Троцкий

Руководитель
доцент


7.06.2018
подпись, дата

А. Г. Ротачева

Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук


08.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


09.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина

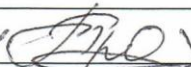
« 01 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

- К выпускной квалификационной работе студента Сурожского Ивана
Константиновича
1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция генераторного расщепе-
лительного устройства напряжением 10 кВ Тюболовской ТЭЦ
(утверждено приказом от 12.03.18 № 573-чс)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы 7 июля 2018
 3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные получены на
преддипломной практике на производстве «ООО «СВВУР-Тюболовск»
ИЭС, ТЭЦ
 4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Анализ состояния ТЭЦ 10 кВ Тюболовской ТЭЦ, разработка варианта
реконструкции, выбор оборудования, расчет режимной загрузки, оценка
безопасности и экологичности генераторного расщепительного устройства
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, про-
граммных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) выполненная схема
электрооборудования, однолинейная схема до реконструкции, однолинейная
схема ТЭЦ после реконструкции, наполнение залы генераторного расще-
пелительного устройства, режимная загрузка трансформатора и генератора.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и экологичность: доцент, канд. техн. наук
А.В. Булаков
 7. Дата выдачи задания 1 марта 2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромашева Анна
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Сергеевна, доцент. 

Задание принял к исполнению (дата): 1 марта 2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 133 с., 34 рисунка, 37 таблиц, 1 приложение, 24 источника.

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА СТАНЦИИ, ГРУ, ВЫКАТНАЯ ЯЧЕЙКА, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ОПН, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРА, ОХРАНА ТРУДА, ОБЩЕЕ ОСВЕЩЕНИЕ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Объектом бакалаврской работы является цех электротеплопарогенерации – Тобольская ТЭЦ. Цель работы: провести реконструкцию генераторного распределительного устройства 10 кВ путем замены устаревшего оборудования на комплектное РУ с вакуумными выключателями.

В проекте предложена надежная главная схема ГРУ ТЭЦ. Рассчитаны токи короткого замыкания и максимальные рабочие токи. Выбраны генераторный выключатель и комплектное распределительное устройство, на базе которого реализован принцип разделения токов. Произведен расчет уставок срабатывания микропроцессорного терминала защит Seram 80 для генератора и трансформаторов. Даны рекомендации по безопасному ведению работ и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Даны рекомендации по организации общего локализованного освещения помещения генераторного распределительного устройства.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика объекта реконструкции	10
1.1 Климатографическая характеристика района размещения объекта	10
1.2 Анализ существующего объекта	12
1.3 Построение графиков электрической нагрузки	14
1.4 Основные технические недостатки и пути их устранения	18
2 Экономическое сравнение вариантов реконструкции	19
3 Расчет токов короткого замыкания	22
3.1 Общие положения для расчетов токов в сети до 35 кВ	22
3.2 Расчет токов симметричного КЗ	24
3.3 Ограничение токов КЗ	35
3.4 Расчет несимметричных коротких замыканий	38
3.4.1 Двухфазное короткое замыкание	38
3.5 Расчет ударного тока	41
3.6 Определение токов для любого момента времени в режиме КЗ	42
4 Выбор оборудования генераторного распределительного устройства	45
4.1 Выбор генераторного выключателя	45
4.2 Выбор генераторного токопровода	49
4.3 Выбор генераторного распределительного устройства	49
4.3.1 Выбор выключателей ГРУ	53
4.3.2 Выбор разъединителей	56
4.3.3 Выбор и проверка шин распределительного устройства	59
4.3.4 Выбор нелинейных ограничителей	63
4.3.5 Выбор трансформаторов напряжения	67
4.3.6 Выбор трансформаторов тока	71
4.3.7 Система оперативного тока	77
5 Заземление и молниезащита	79
6 Релейная защита	83

6.1	Релейная защита турбогенератора	83
6.1.1	Продольная дифференциальная защита от междуфазных КЗ	83
6.1.2	Защита от витковых КЗ в статорной обмотке	89
6.1.3	Защита генераторов от однофазных замыканий на землю	91
6.1.4	Защита от двойных замыканий на землю	92
6.1.5	Защита от симметричных перегрузок статорных обмоток генератора	93
6.1.6	Максимальная токовая защита генератора с коррекцией по напряжению	94
6.1.7	Защита генератора от асинхронного режима	96
6.1.8	МТЗ от несимметричных перегрузок и КЗ	99
6.1.9	Резервная защита минимального полного сопротивления генератора работающего на сборные шины	100
6.1.10	Устройство резервирования отказа выключателя	101
6.1.11	Тепловая защита статорной обмотки генератора	102
6.1.12	Резервная защита генератора от снижения частоты	102
6.2	Релейная защита трансформатора	104
6.2.1	Газовая защита	105
6.2.2	Продольная дифференциальная защита трансформатора	106
6.2.3	Максимальная токовая защита	113
6.2.4	Токовая защита нулевой последовательности	116
6.2.5	Защита от перегрузки	117
7	Безопасность и экологичность	119
7.1	Безопасность	120
7.2	Экологичность	126
7.3	Чрезвычайные ситуации	127
	Заключение	130
	Библиографический список	131
	Приложение Выбор оборудования	134

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГПП – главная понизительная подстанция;

ГРУ – генераторное распределительное устройство;

ДЗ – дифференциальная защита;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

ОПН – нелинейный ограничитель перенапряжения;

РП – распределительный пункт;

ТбТЭЦ – Тобольская теплоэлектростанция;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ШМ – шинный мост.

ВВЕДЕНИЕ

ООО «СИБУР Тобольск» — предприятие по переработке углеводородного сырья и выпуску полимеров, входящее в состав СИБУРа.

Производственные мощности «СИБУР Тобольска» включают в себя центральную газофракционирующую установку по переработке широкой фракции легких углеводородов мощностью 8 млн. тонн в год, производство мономеров для выработки сжиженных углеводородных газов, бутадиена, изобутилена, а также метил-трет-бутилового эфира; производство полимеров для выработки полипропилена мощностью 500 тыс. тонн в год; производство электротеплопарогенерации мощностью 665 МВт по электрической энергии и 2585 МВт по тепловой энергии.

Такому сложному техническому объекту соответствует не менее сложная, разветвленная система электроснабжения. Основными объектами электроэнергетики являются: Тобольская ТЭЦ, которая сравнительно недавно вошла в состав компании, подстанция нового поколения ЗапСиб 500/110/35 кВ, и пять узловых подстанций класса напряжения 110/10 кВ: ПС КОС, ПС ВОС, ПС Сырьевая, ПС Абалак и ГПП 3.

Ввиду короткой длины кабельных линий электропередачи и непосредственной близости ТбТЭЦ, с шин генераторного напряжения установленной мощности 285 МВА производится питание старой площадки завода – Тобольск - НефтеХим и вновь построенной части Тобольск – Полимер.

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция генераторного распределительного устройства Тобольской ТЭЦ.

В ходе преддипломной практики были собраны следующие исходные данные:

- нормальная схема соединений Тобольской ТЭЦ;
- потребление электроэнергии с шин ГРУ 10 кВ ТбТЭЦ за 2017г.;
- техническое задание на проведение реконструкций;
- схема одного из вариантов реконструкции сети ООО «СИБУР

Тобольск»;

- расчетные данные токов короткого замыкания при проведении реконструкции в 2011 г.

Для ЦРП Полимер 10 кВ шины ГРУ Тобольской ТЭЦ являются единственным источником питания. Перерыв в электроснабжении не допустим так, как предприятие является особо взрыво- и пожароопасным.

Значительную часть мощности на предприятии передают по шинному мосту украинского производства, аналогов которому нет на территории России. В связи с чем его ремонт сильно затруднен, поэтому должна обеспечиваться надежная защита данной энергетической артерии – рисунок 1.

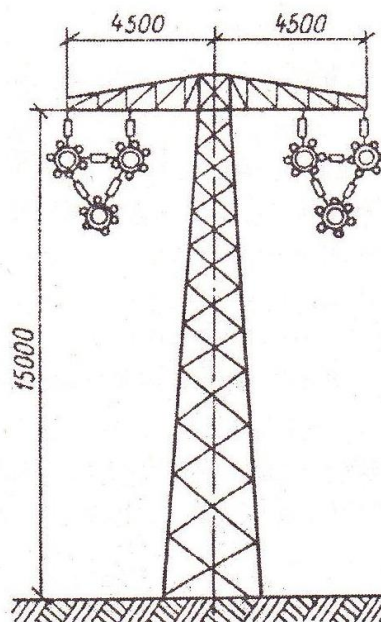


Рисунок 1 – Гибкий симметричный токопровод 10 кВ

Целью данного дипломного проекта является провести комплексную модернизацию генераторного распределительного устройства в связи с устаревшей конструкцией и низкой надежностью.

Для достижения вышеизложенной цели требуется решить следующие задачи:

- 1) Разработать схему распределительного устройства с учетом рекомендованных типовых схем;
- 2) Выбрать современное электротехническое оборудование для ГРУ;

3) Разработать решение по организации электроснабжения и резервирования собственных нужд;

4) Определить необходимость ограничения токов короткого замыкания, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования;

5) Определить состав устройств микропроцессорной релейной защиты, параметры их срабатывания и схему подключения;

Решения, направленные на: снижение аварийности технологического процесса, усовершенствование процесса переключений, увеличение вариантов комбинирования источников резервного питания, повышение надежности лягут в основу всех глав работы.

Неотъемлемой частью дипломного проекта является раздел «Безопасность и экологичность», где рассматриваются вопросы безопасного ведения работ на распределительном устройстве, способы защиты персонала от воздействия электрического тока, улучшение условий труда.

Важным направлением заключительного раздела является уменьшение площади используемых земель, снижения влияния на окружающую среду, экологизация остаточного ресурса оборудования.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовалось следующее лицензированное программное обеспечение и ПО находящееся в свободном доступе:

- Microsoft Office Word 2010
- Microsoft Office Exel 2010
- Microsoft Office Visio 2016
- Mathcad 15
- DIALux evo

Графическая часть выполнена на листах формата А1, в количестве 6 листов.

1 ХАКРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатогеографическая характеристика района размещения объекта

Тобольская ТЭЦ находится в промышленной зоне города Тобольск, Тюменской области.

Площадка производства работ располагается в южной тайге, на границе с Западно-Сибирской равниной. Рельеф представлен плоско-волнистой равниной, распространяющейся от пойм рек Тобол и Иртыш.

В отношении климата район принадлежит к умеренно-континентальному, который характеризуется холодной продолжительной зимой и коротким, но теплым летом, а также коротким межсезоньем.

Климатические особенности определяются географическим положением территории. На климат существенное влияние оказывает ограждение с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Кроме того, формирование климата происходит под воздействием переноса воздушных масс с запада и влиянием континента. Взаимодействие двух обратных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствуя частым изменениям погоды и силы ветра.

Климатические показатели района изысканий приняты по метеорологической станции расположенной, в 12 км от промышленной площадки, в городе Тобольск, данные сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая характеристика климата

Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Температура воздуха, °С	
- низшая	- 52
- средняя, из ежегодных абсолютных минимумов	- 51,8

- расчетная наиболее холодной пятидневки	- 47,9
- среднегодовая	- 0
- высшая	+35
Число грозových часов в году, ч	40-60
Высота снежного покрова, макс., см	59
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	3,3
Сейсмичность района строительства, баллов	5
Степень загрязнения атмосферы	I

Геологическое строение участка работ представлено глинистыми грунтами. Разрез земляного покрова до глубины 10 м включает в себя:

- почвенно-растительный слой до 0,2 м;
- насыпной грунт, сформированный из серого песка со строительным мусором, толщиной до 1,6 м;
- суглинок желто-серый, тяжелый, пылеватый, тугопластичный до 3,4 м;
- суглинок голубовато-серый, пылеватый, мягкопластичный с глубиной залегания до 8.5 м.

Коррозионная агрессивность грунта по отношению к стали - высокая. Коррозионная агрессивность грунта по отношению к бетону – неагрессивная, по отношению к арматуре железобетонных конструкций – неагрессивная.

Уровень грунтовых вод на период изысканий (ноябрь 2017 г.) зафиксирован на глубине от 0,50 до 3,50 м от поверхности участка.

Коррозионная агрессивность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля низкая, к алюминиевой – средняя и высокая.

В пределах изучаемой территории наибольшее развитие получили следующие процессы: сезонное промерзание и пучение грунтов. Морозное пучение выражается в неравномерном поднятии промерзающего грунта, причем напряжения и деформации, возникающие в процессе пучения,

оказывают существенное воздействие на сооружение. Нормативная глубина промерзания для глинистых и суглинистых грунтов – 1,93 м, супесей и песков мелких и пылеватых – 2,35 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 3,30 м.

1.2 Анализ существующего объекта

Тобольская теплоэлектростанция находится в эксплуатации с 1980 года. Станция является основным источником тепловой и электрической энергии не только для города Тобольск, но и для комплекса сооружений, водящих в тобольскую промышленную площадку. ТЭЦ покрывает 100 % потребления технологического пара на производстве ПАО «СИБУР Тобольск». Ее установленная электрическая мощность 878,3 МВА, а тепловая 2223 Гкал/ч.

Данная мощность достигалась постепенно. С 1986 года одна турбина типа Р-100 и часть электрооборудования были законсервированы в связи с отсутствием потребителя пара 1,5 МПа. В ходе серьезной реконструкции 2011 года выполнена модернизация противоаварийной турбины Р-100 с вводом в эксплуатацию новой приключенной конденсационной турбины К-110-1,6 и парового котла ТГМЕ-428.

Ввод в эксплуатацию энергетической установки по данной схеме и дополнительно смонтированное оборудование позволили увеличить установленную электрическую мощность станции на 213 МВт. Мощности Тобольской ТЭЦ достаточно, чтобы обеспечить резерв для вновь подключаемых мощных потребителей.

На данном этапе станция работает в четырех классах номинального напряжения 220/110/10/6 кВ. Существующая схема выдачи мощности обеспечена следующими линиями электропередачи, таблица 2.

Таблица 2 – Количество ЛЭП, подключаемых к РУ

Распределительное устройство	Линии электропередачи
ОРУ 220 кВ	ВЛ 220 кВ ТбТЭЦ – Иртыш I, II цепи
ЗРУ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Иртыш – ТбТЭЦ-1, 2, 3

Распределительное устройство	Линии электропередачи
	ВЛ 110 кВ ТбТЭЦ – ГПП 3 ВЛ 110 кВ ТбТЭЦ – Тобольская ВЛ 110 кВ ТбТЭЦ - Бегишево
ГРУ 10 кВ	Шинные мосты 10 кВ ШМ-1, ШМ-2 КЛ 10 кВ Полимер ввод 1, ввод 2 КЛ 10 кВ РП-101 ввод 1, ввод 2 КЛ 10 кВ РП-102 ввод 1, ввод 2 КЛ 10 кВ РП-106 ввод 1, ввод 2

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 3Н - блок 2 линии трансформатор с выключателями. Данное РУ используют как ответвительное на однострансформаторной ПС с возможностью автоматического отключения поврежденного трансформатора от высоковольтных линий связи с другими подстанциями.

ЗРУ 110 кВ имеет исполнение 13Н – две рабочие и обходная система шин. Данное РУ является основным в схеме выдачи генерируемой мощности, так как обеспечивает большое число присоединений при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ.

ГРУ 10 кВ по типу схемы РУ – две рабочие и трансферная система шин. Трансферная система является аналогом обходной системы шин, но питание на нее поступает с резервного трансформатора, что позволяет запитать любого потребителя подключенного к рабочей шине. Так же использование данной системы шин позволяет заменить один из поврежденных трансформаторов резервным.

На всех отходящих линиях генераторного распределительного устройства применяется индивидуальное реактирование – РБДГ-10 (реактор бетонный с принудительным охлаждением воздухом и горизонтальным расположением фаз), для ограничения тока КЗ и плавного регулирования вторичного напряжения.

В качестве коммутационных аппаратов используются: масляные выключатели типа МГУ-20 (маломасляный генераторный выключатель на 20 кВ) в цепи генератора и ВМПЭ-10 (малообъемный масляный выключатель подвешенного исполнения со встроенным электромагнитным приводом) в цепях трансформаторов и секционных выключателей.

В основе релейной защиты ТбТЭЦ установлены электромеханические реле, которые не удовлетворяют современным принципам селективности, надежности и быстродействия, результатом чего являются аварии с полным погашением станции.

1.3 Построение графиков электрической нагрузки

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения сложного комплекса технических и экономических задач. Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования любой системы электроснабжения и производится с целью выбора и проверки токоведущих элементов, силовых трансформаторов и преобразователей по пропускной способности и экономическим параметрам, расчета потерь, отклонений и колебаний напряжения, выбора компенсирующих установок, защитных устройств и т.д. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы и всех элементов системы электроснабжения и ее технико-экономические показатели.

Электрические нагрузки приняты по данным эксплуатации ГРУ ТбТЭЦ, предоставленным отделом учета потребления электрической энергии за 2017г.

При постоянном мало меняющемся графике нагрузки в качестве расчетной мощности может быть принята средняя мощность за сутки. Анализируя суточные графики электрической нагрузки распределительного устройства можно сделать вывод, что нагрузка в течение суток меняется незначительно, поэтому в качестве расчетной мощности может быть использована средняя мощность.

Произведем расчет электрических нагрузок на ГРУ 10 кВ. Нами были получены подробные сведения о нагрузках, произведя анализ которых были

определены самые загруженные дни – это 09.04.2017 и 16.06.2017. Данные нагрузки измеряются на отходящих линиях до ЦРП 10 кВ Полимер, РП-101, РП-102 и РП-106, а также в ячейках, 2 и 22, линий соединяющих ТБТЭЦ с ГПП-3, посредством гибкого токопровода. Производится подсчет только активной нагрузки. Далее приведена таблица 3 с данными по нагрузкам выше указанных дней.

Таблица 3 – Потребление электроэнергии с шин ГРУ 10 кВ

Время t_i , ч	Суммарная нагрузка P_i ,	Суммарная нагрузка P_i ,
	кВт·ч 09.04.2017	кВт·ч 16.06.2017
0:00	78806.4	62928
1:00	79054.4	58425.6
2:00	78864	59216
3:00	78235.2	63432
4:00	78108.8	63716.8
5:00	77769.6	63131.2
6:00	77412.8	62588.8
7:00	76563.2	61753.6
8:00	75865.6	61686.4
9:00	76092.8	62158.4
10:00	76244.8	61401.6
11:00	76817.6	61528
12:00	76515.2	61684.8
13:00	76600	61883.2
14:00	72004.8	62049.6
15:00	74251.2	62180.8
16:00	78004.8	62222.4
17:00	77817.6	62028.8
18:00	77670.4	61203.2
19:00	77564.8	60659.2
20:00	78750.4	60508.8
21:00	79633.6	61228.8
22:00	79700.8	58552
23:00	79440	57168

Из полученных данных рассчитаем среднюю активную нагрузку:

$$P_{cp} = \sum \frac{P_i}{24} \quad (1)$$

$$P_{cp3} = \frac{1857788.8}{24} = 77407,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$P_{cpII} = \frac{1473336}{24} = 61389 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем среднеквадратичную активную нагрузку по формуле:

$$P_{кв} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 t_i}{T_H}} \quad (2)$$

$$P_{кв3} = \sqrt{\frac{143879452600,32}{24}} = 77427,24 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$P_{кв3} = \sqrt{\frac{90507127939}{24}} = 61409,53 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Для определения полной нагрузки воспользуемся формулой:

$$S_p = \frac{P_{кв}}{\cos\varphi} \quad (3)$$

$$S_{p3} = \frac{77427.24}{0,85} = 91090,87 \text{ кВА}$$

$$S_{pII} = \frac{61409.53}{0,85} = 72246,51 \text{ кВА}$$

Для определения реактивной мощности воспользуемся формулой:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (4)$$

$$Q_p = \sqrt{91090,87^2 - 77427,24^2} = 47985,1 \text{ квар}$$

$$Q_p = \sqrt{72246,51^2 - 61409,53^2} = 38058,21 \text{ квар}$$

По данным приборов учета построены графики электрических нагрузок, приведенные на рисунках 2 и 3.

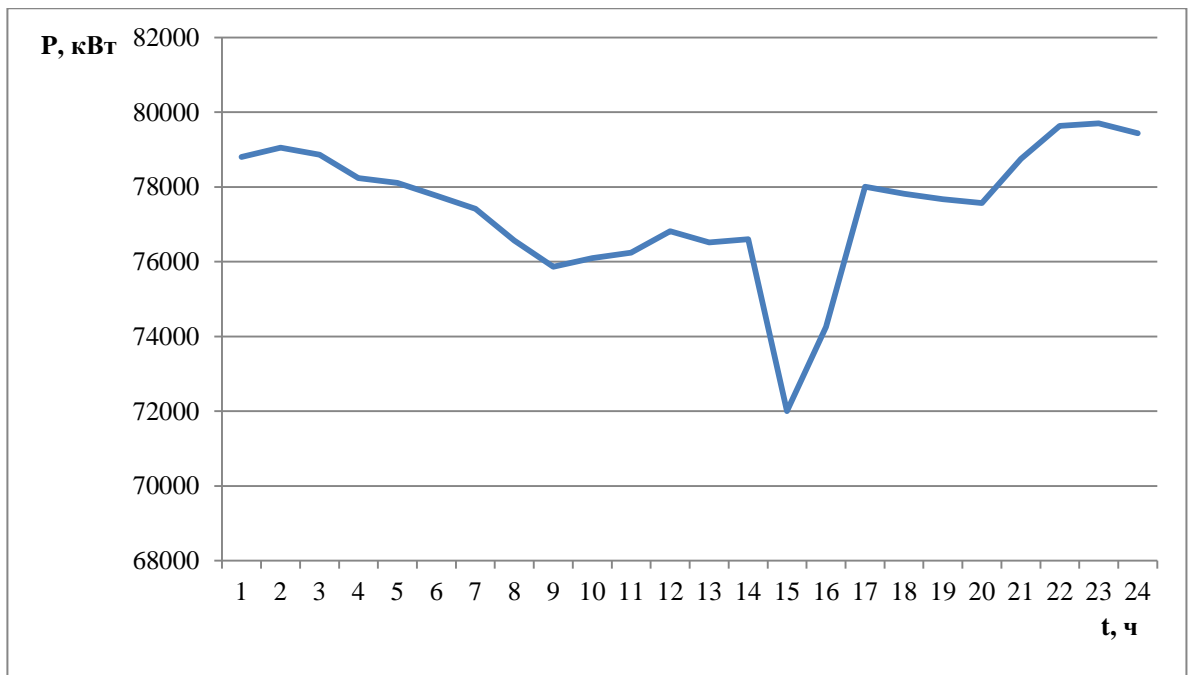


Рисунок 2 – График суточной нагрузки за 09.04.2017 г.

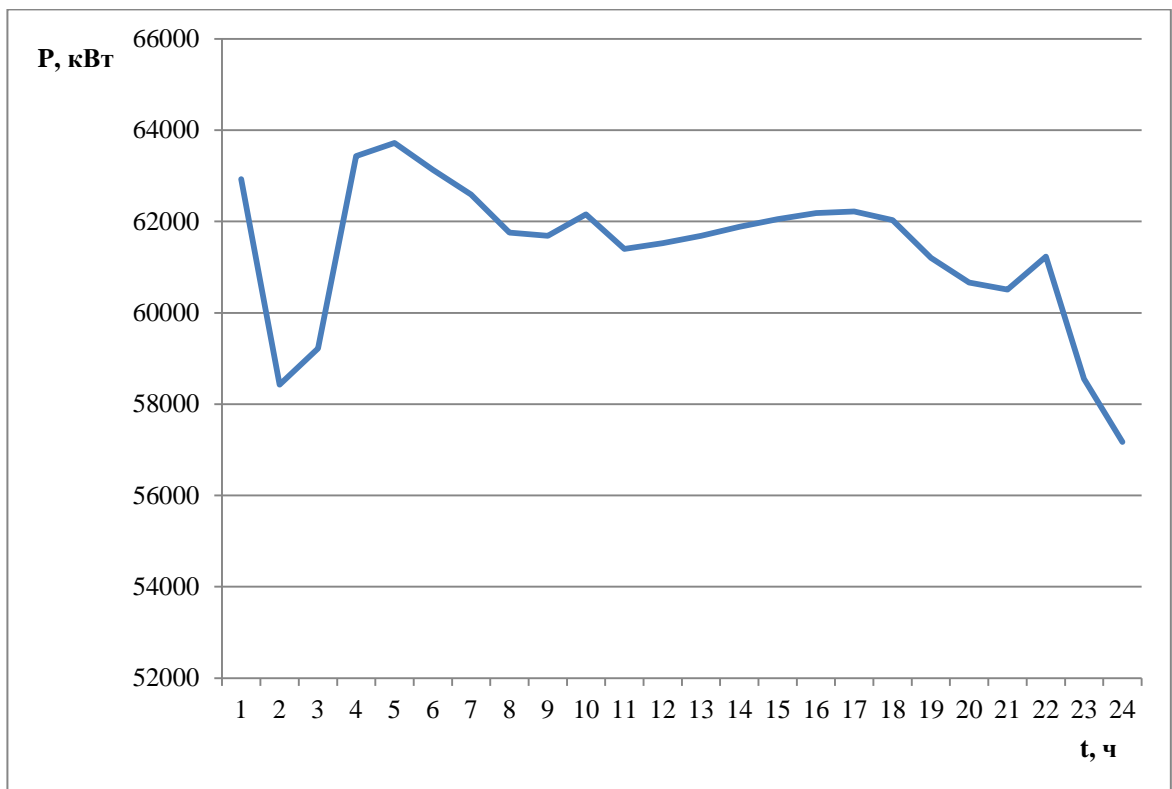


Рисунок 3 – График суточной нагрузки за 16.06.2017 г.

Характерное снижение нагрузки для летнего периода проявляется на втором графике. Данные о количестве дней зимнего и летнего периода были взяты по окончанию и началу отопительного периода. Конец отопительного сезона 2016-2017 пришелся на 13.05.17 г. Отопительная компания 2017-1018 стартовала 18.09.2017 г.

1.4 Основные технические недостатки и пути их устранения

В ходе данного проекта планируется произвести реконструкцию генераторного распределительного устройства 10 кВ. Его основным недостатком является устаревшая схема исполнения, наличие жестких перемычек между рабочими шинами, которые в свою очередь снижают оперативную гибкость схемы, усложняют производство переключений.

При появлении устойчивого короткого замыкания и действии УРОВ, при ложном срабатывании устаревшего комплекса РЗА, ответственные потребители I категории останутся без электроснабжения, что может повлечь за собой несчастные случаи, техногенные аварии и существенный материальный ущерб.

В соответствии с планом перспективного развития тобольской промышленной площадки, система энергоснабжения предприятия должна перейти на изолированную работу. Что требует проведения комплекса мероприятий по модернизации генерирующего предприятия.

Основные направления работ необходимые для достижения поставленных приоритетов:

1. Разработать принципиальную схему ГРУ 10 кВ и схему выдачи мощности;
2. Заменить масляные выключатели на вакуумные, соответствующие требованиям установки комплекса БАВР в перспективе;
3. Предусмотреть замену защит генератора ГЗ, трансформаторов ТЗ, Т6 на микропроцессорную;
4. Предусмотреть расширение по основному электротехническому оборудованию;
5. Предложить решения по ограничению токов КЗ при необходимости;
6. Рассмотреть использование существующих зданий и сооружений;
7. Разработать решение по организации системы оперативного постоянного тока: количество, емкость и место установки АБ, ЗПА и ЩПТ.

2 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для данного проекта могут быть использованы выключатели как с гашением дуги в вакууме, так и в среде элегаза. Произведем сравнение двух вариантов реконструкции генераторного распределительного устройства Тобольской ТЭЦ с использованием КРУ производства Schneider Electric.

Ячейки комплектуются двумя типами выключателей: вакуумный выключатель HVX и элегазовый выключатель SF 20. Это серии выключателей внутренней установки, предназначенные для использования в распределительных устройствах среднего напряжения объектов инфраструктуры, промышленных предприятий и нефтегазовой отрасли и для защиты персонала и оборудования.

Выбор варианта реконструкции ГРУ ТбТЭЦ выполняется на основе метода срока окупаемости. В этом случае основными показателями являются капитальные вложения и ежегодные (текущие) эксплуатационные расчеты.

Возможна ситуация, когда варианты равноценны в экономическом отношении, тогда стоит отдать предпочтение варианту с лучшими техническими характеристиками.

Стоимостные показатели оборудования примем по данным 1 квартала 2018 года для зоны Урала. Стоимость строительства и постоянные эксплуатационные затраты определим по укрупненным стоимостным показателям с учетом инфляции [21].

$$T_{OK} = \frac{K_2 - K_1}{C_{э1} - C_{э2}} \quad (5)$$

где K_1, K_2 – капиталовложения в варианты 1 и 2, тыс. руб.;

$C_{э1}, C_{э2}$ – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб./ год.

Определим стоимость капитальных затрат. Составляющие стоимости следующие [17]:

- строительных 29 %;
- монтаж 10 %;

- оборудование 55 %;
- прочие затраты 6 %.

Существенную экономию, порядка 30 %, в данной работе приносит наличие существующего здания ГРУ. Построим таблицу 4, где рассчитаем сумму затрат. Индекс цен сметной стоимости в энергетике на 1 квартал 2018 г по отношению к 01.01. 1991 равен 78,64 [N 13606-ХМ/09].

Таблица 4 – Капитальные затраты на реконструкцию ГРУ.

Тип и количество ячеек	Стоимость, тыс. руб	
	Вакуумный выключатель	Элегазовый выключатель
Выключатели вводные - 8	1268,3x8=10146,4	1498,6x8=11988,8
Выключатели секционные -4	1425,6x4=5702,4	1583,6x4=6334,4
Выключатели отходящих линий - 10	1372,8x10=13728	1412,5x10=14125
Ячейки разъединителей - 28	534,6x28=14968,8	573,8x28=16066,4
Измерительные ячейки - 8	718,3x8=5746,4	770,5x8=6164
Стоимость оборудования	50292	54678,6
Затраты на монтаж и прочие расходы 20%	10058,4	10935,7
ИТОГО	60350,4	65614,3

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, оперативного пункта, устройство собственных нужд, аккумуляторную, компрессорную, подъездные дороги, средства связи и телемеханики, водоснабжение, канализацию, наружное освещение и т.д.

Постоянная часть затрат ПС с вакуумным оборудованием оценивается в

172 тыс. руб./ год на цены 1991. Приведем стоимость к 2018 г.:

$$C_{iЭ2018} = C_{iЭ1991} \times K_{инф} \quad (6)$$

$$C_{1Э2018} = 172 \times 78,64 = 13526,08 \text{ тыс. руб./ год}$$

Постоянная часть затрат ПС с элегазовым оборудованием оценивается в 196 тыс. руб./ год на цены 1991 г.

$$C_{2Э2018} = 196 \times 78,64 = 15413,44 \text{ тыс. руб./ год}$$

Использовать формулу (5) для вычисления срока окупаемости не имеет смысла. Так как первый вариант имеет меньшие ежегодные затраты и требует меньших капитальных вложений.

Выбор в пользу ячеек содержащих вакуумный элемент продиктован не только сокращением материальных затрат, но и характеристиками выключателей, которые в классе напряжения 6 - 35 кВ не отстают по возможностям от элегазовых и даже превосходят их.

Механическая прочность и надежность вакуумных выключателей выше ввиду простоты конструкции дугогасительной камеры, обычно состоящей из 3 частей, против 20 у элегазовых выключателей.

Гарантийный срок обслуживания современных элегазовых и вакуумных выключателей составляет 20-25 лет. То есть это срок, по истечению которого, как правило, должно производиться техническое переоснащение распределительного устройства.

Дугогасящая среда вакуумных выключателей на напряжение до 110 кВ включительно не уступает по электрической прочности элегазовым.

Среди достоинств вакуумных выключателей так же стоит выделить большое число коммутационных операций. Для работы в режиме КЗ это порядка 400 операций, при отключении нормального тока 30000.

Вакуумный выключатель с точки зрения экологии, является самым безопасным, так как он не содержит никаких вредных веществ, его рабочая дугогасящая среда – вакуум, то есть отсутствие каких-либо газов или жидкостей.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общие положения для расчета токов в сети до 35 кВ

Крупные промышленные предприятия целесообразно размещать возле мощных центров питания с напряжением сети 35-220 кВ и распределять энергию во внутренней сети цеховых подстанций 6-10 кВ.

Основной особенностью распределительных сетей является соотношение сопротивление линий и трансформаторов питающей системы электроснабжения с сопротивлением линий и трансформаторов рассчитываемой сети, что позволяет значительно упростить расчеты.

Путем преобразования все генераторы и сети можно свести к простейшей схеме замещения, где все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с ЭДС E_C , а сопротивление всех генераторов, трансформаторов и линий питающих распределительную сеть, заменяются сопротивлением энергосистемы Z_C . Сопротивление линий и трансформаторов в распределительной сети до места короткого замыкания суммируются и заменяются одним расчетным сопротивлением Z_P .

Ток трехфазного короткого замыкания через результирующее сопротивление определяется по закону Ома:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_X}{\sqrt{3}(Z_C + Z_P)} \quad (7)$$

где U_X – линейное напряжение обмотки холостого хода вторичной обмотки трансформатора питающего распределительную сеть.

Величина Z_C вычисляется достаточно сложно, и обычно выполняется с использованием ЭВМ. В результате для всех подстанций и электростанций системы рассчитывается ток КЗ на шинах питающих сети потребителей, а по нему определяется эквивалентное сопротивление системы.

$$Z_C = \frac{U_X}{\sqrt{3}I_K^{(3)}} \quad (8)$$

Таким образом, исходными данными для расчета тока короткого

замыкания в сетях до 35 кВ являются величины U_X и Z_C . Величина расчетного сопротивления определяется для каждого варианта по данным рассматриваемой сети: длине, сечению, типу линий, техническим характеристикам трансформатора.

При двухфазном коротком замыкании поврежденный участок питается междуфазным напряжением, а полное сопротивление цепи включает в себя два последовательно соединенных сопротивления фаз.

$$I_K^{(2)} = \frac{U_{Л}}{2Z_K} = \frac{\sqrt{3}U_{\Phi}}{2Z_K} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)} \quad (9)$$

где Z_K – сумма сопротивлений энергосистемы и распределительной сети.

Распределительная сеть, рассматриваемая в данном дипломном проекте, питается непосредственно от шин генераторного напряжения теплоэлектростанции. Методику расчета, приведенную выше, можно использовать только в случае если сеть питается от шин ГРУ через реакторы, которые при КЗ в сети поддерживают напряжение на шинах близким к номинальному.

Следующей особенностью сетей низкого напряжения является необходимость учета активных сопротивлений линий. Принято считать, что пренебречь активным сопротивлением можно в случае соблюдения следующего неравенства [4]:

$$\frac{X}{R} > 3 \quad (10)$$

При этом расчет тока короткого замыкания не должен выходить за пределы погрешностей в 5 %.

Необходимость учесть активную составляющую вносит изменения в формулу (5), тогда:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_X}{\sqrt{3} \sqrt{(X_C + X_P)^2 + R_P^2}} \quad (11)$$

Все современные трансформаторы устройством регулирования напряжения. При переключении отпайки изменяется число витков обмотки

трансформатора, следовательно и его сопротивление, что влияет на величину тока КЗ при повреждениях за трансформатором. Переключения могут происходить до нескольких раз в день, ввиду чего влияние компенсирующих устройств учесть не возможно. Поэтому в расчётах принимают, что все трансформаторы включены на основное ответвление, соответствующее их номинальному напряжению.

3.2 Расчет токов симметричного КЗ

В ходе реконструкции проектом предусмотрена замена существующего оборудования. Одним из важнейших параметров при выборе электрических аппаратов является их коммутационная стойкость к токам КЗ.

Для того, что бы определиться с составом оборудования требуется рассчитать максимальный ток трехфазного замыкания на шинах распределительного устройства и за токоограничивающим реактором на отходящих присоединениях.

Все вычисления в данной работе будем вести методом приближенного приведения в относительных единицах используя стандартный ряд средних номинальных напряжений: 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 20,0; 37; 115 кВ и т.д.

Основными ступенями напряжения являются номинальные напряжения ГРУ Тобольской ТЭЦ - составляет 10,5 кВ и ЗРУ ТбТЭЦ – 115 кВ.

Состав оборудования отраженный на схеме замещения (рисунок 4) систематизирован в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики силового оборудования и потребляемой нагрузки

Обозначение в схеме замещения	Марка	Паспортные характеристики
Генераторы		
Г1, Г2	ТЗФП-160-2УЗ	$S_H=188,2$ МВА $U_H=15,75$ кВ $X_d''=0,213$ о.е. $X_d'=0,304$ о.е. $X_d=1,703$ о.е.

Обозначение в схеме замещения	Марка	Паспортные характеристики
Г3	ТЗФ-220-2У3	$S_H=258,8$ МВА $U_H=15,75$ кВ $X_d''=0,197$ о.е. $X_d'=0,29$ о.е. $X_d=2,34$ о.е.
Г4	ТЗФП-110-2М	$S_H=137,5$ МВА $U_H=10,5$ кВ $X_d''=0,160$ о.е. $X_d'=0,230$ о.е. $X_d=2,7$ о.е.
Г5	ТВФ-120-2	$S_H=125$ МВА $U_H=10,5$ кВ $X_d''=0,205$ о.е. $X_d'=0,278$ о.е. $X_d=1,907$ о.е.
Трансформаторы		
Т1,Т2	ТДЦ-200000/110-72У1	$S_H=200$ МВА $U_{BH}=121$ кВ $U_{HH}=15,75$ кВ $U_K=11,5$ %
Т3	ТДЦ-250000/110-70У1	$S_H=250$ МВА $U_{BH}=121$ кВ $U_{HH}=15,75$ кВ $U_K=10,5$ %
Т4	ТДЦ-125000/110	$S_H=125$ МВА $U_{BH}=121$ кВ $U_{HH}=10,5$ кВ $U_K=10,5$ %
Т5	ТРДЦН-80000/110	$S_H=80$ МВА $U_{BH}=121$ кВ $U_{HH}=10,5 - 10,5$ кВ $U_K=10,5$ %

Обозначение в схеме замещения	Марка	Паспортные характеристики
Нагрузка		
$S_{Н1}$	РП-101	1,4 МВА
$S_{Н2}$	РП-102	9,4 МВА
$S_{Н3}$	РП-106	8,5 МВА
$S_{Н4}$	ЦРП 10 кВ Полимер	26 МВА
$S_{Н5}$	Шинный мост 1	42,3 МВА
Связь с системой		
$I_{КЗ}^{(3)}$	Система ограниченной мощности 110 кВ	15,46 кА

Далее определим параметры элементов схемы замещения, представленной на рисунке 4. Здесь и в дальнейшем для однотипных расчетов будет показан один пример с последующей систематизацией в виде таблиц.

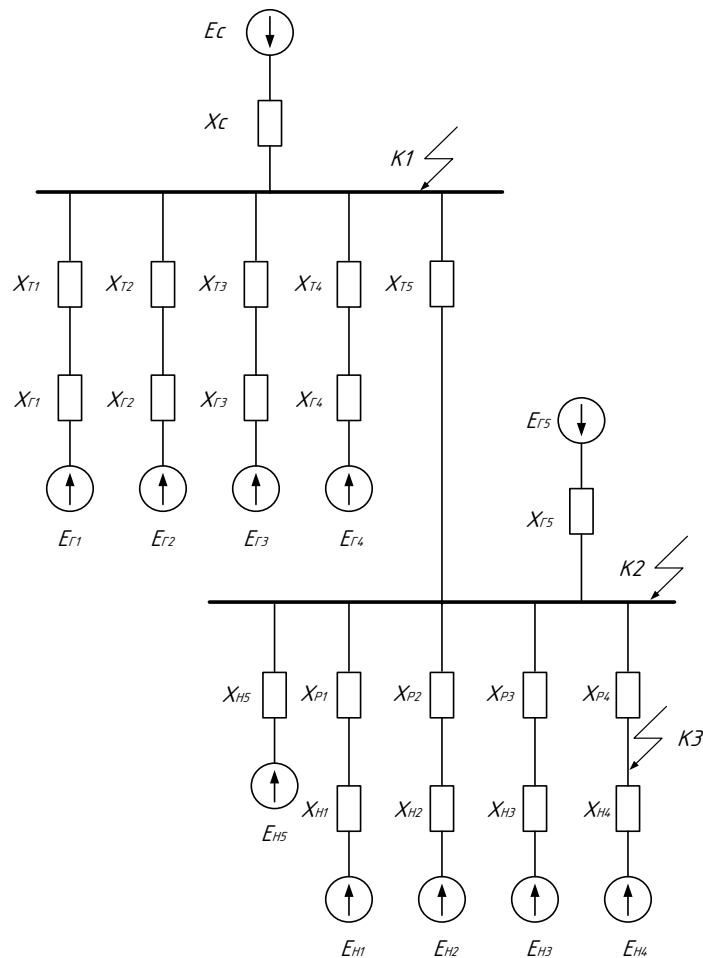


Рисунок 4 – Схема замещения сети Тобольской ТЭЦ

В схеме замещения присутствуют токоограничивающие реакторы, однако в первоначальном расчете они учтены не будут. Таким образом их сопротивление на данном этапе примем равным 0 Ом. Данное решение обосновано необходимостью определить место установки токоограничивающих элементов, а так же провести их выбор по мере приближения к выбору коммутирующих аппаратов.

В соответствии с общепринятым алгоритмом расчета токов КЗ методом ППОЕ, примем базисную мощность соразмерную мощности генераторов и трансформаторов. Все параметры элементов сети должны быть приведены к той ступени, на которой рассматривается короткое замыкание [15].

$$S_6 = 100 \text{ МВт} \quad (12)$$

Базовый ток для ступеней 115 кВ и 10,5 кВ определяется следующим образом:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (13)$$

$$I_{6к1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{6к1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,498 \text{ кА}$$

Энергетическую систему принято вводить сопротивлением и ЭДС. Обычно за сопротивлением, на схеме замещения располагают источник с $E_C=1$ о.е. Заданным параметром для определения сопротивления системы может быть как величина мощности короткого замыкания, так и ток КЗ от системы.

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_c} \quad (14)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,46} = 0,0325 \text{ о.е.}$$

При расчете симметричных режимов генератор определяется ЭДС и сверхпереходным сопротивлением X_d'' , указанного в относительных единицах.

$$E_T = \sqrt{(X_d'' \cos \varphi_H)^2 + (1 + X_d'' \sin \varphi_H)^2} \quad (15)$$

$$E_T = \sqrt{(0,213 \cdot 0,85)^2 + (1 + 0,213 \cdot 0,53)^2} = 1,13 \text{ о.е.}$$

$$X_T = X_d'' \cdot \frac{S_\delta}{S_H} \quad (16)$$

$$X_T = 0,213 \cdot \frac{100}{188,2} = 0,113 \text{ о.е.}$$

Таблица 6 – Параметры турбогенераторов на схеме замещения

Обозначение элемента на схеме	Марка генератора	Переходное сопротивление X_d'' , о.е.	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	ЭДС E_T , о.е.	Сопротивление X_T , о.е.
Г1	ТЗФП-160-2У3	0,213	0,85	1,13	0,113
Г2	ТЗФП-160-2У3	0,213		1,13	0,113
Г3	ТЗФ-220-2У3	0,197		1,12	0,076
Г4	ТЗФП-110-2М	0,16		1,09	0,116
Г5	ТВФ-120-2	0,205		1,12	0,164

Все трансформаторы участвующие в преобразовании мощности на ТЭЦ, входящие в состав блока генератор – трансформатор, двухобмоточные. Трансформаторы, связывающие ГРУ с распределительным устройством, имеют расщепленную низкую сторону, но обе обмотки НН постоянно работают в параллель, т. о. все силовые трансформаторы будут замещены одним сопротивлением.

$$X_T = \frac{u_{k\%} \cdot S_\delta}{100 \cdot S_H} \quad (17)$$

где $u_{k\%}$ - напряжение короткого замыкания указанное в %;

S_H - номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

$$X_{T1} = \frac{11,5 \cdot 100}{100 \cdot 200} = 0,0575 \text{ о.е.}$$

При учете подпитки места повреждения в распределительных сетях обязательно требуется учесть нагрузку. В виду того, что ТЭЦ является единственным ИП нефтехимического комбината, то большая двигательная нагрузка, находится на малом электрическом удалении.

Нагрузка в схему замещения входит как источник с параметрами:

$$E_H = 0,85 \text{ о.е.} \quad (18)$$

$$X_H = 0,35 \text{ о.е.} \quad (19)$$

Сопротивление нагрузки требуется привести к базисным условиям следующим образом:

$$X_H^* = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} \quad (20)$$

В данном случае в знаменателе S_H – это мощность нагрузки, МВА.

$$X_{H1}^* = 0,35 \cdot \frac{100}{1,4} = 25 \text{ о.е.}$$

В соответствии с вышеизложенными положениями произведем расчет параметров оставшихся элементов. Полученные значения сведем в таблицы 7 и 8, для трансформаторов и нагрузки ГРУ соответственно.

Таблица 7 – Параметры трансформаторов на схеме замещения

Обозначение элемента на схеме	Марка трансформатора	Напряжение короткого замыкания $u_k\%$, %	Сопротивление X_T , о.е.
T1	ТДЦ-200000/110	11,5	0,0575
T2	ТДЦ-200000/110	11,5	0,0575
T3	ТДЦ-250000/110	10,5	0,042
T4	ТДЦ-125000/110	10,5	0,084
T5	ТРДЦН-80000/110	10,5	0,131

Таблица 8 – Нагрузка ответственных потребителей ТБТЭЦ

Обозначение элемента на схеме	Отходящее присоединение	Нагрузка, МВА	Сопротивление X_H , о.е.	E_H , о.е.
H1	РП-101	1,4	25	0,85
H2	РП-102	9,4	3,723	
H3	РП-106	8,5	4,118	
H4	ЦРП 10 кВ Полимер	26	1,346	
H5	ШМ 1	42,3	0,827	

Схема подлежит упрощению до минимального числа элементов в ветви. Результирующую периодическую составляющую тока трехфазного замыкания найдем как сумму токов генераторной, системной и нагрузочной ветвей.

Расчет произведем для точек К1 и К2 ввиду схожести шагов преобразований.

1) Приводим все ветви ЭДС – сопротивление к простейшему виду со стороны ЗРУ-110 кВ.

$$X1 = \frac{X_{r1}}{2} \quad (21)$$

$$X1 = \frac{0,0575}{2} = 0,0288 \text{ о.е.}$$

$$X2 = \frac{X_{r1}}{2} \quad (22)$$

$$X2 = \frac{0,113}{2} = 0,0565 \text{ о.е.}$$

Определим эквивалентное ЭДС для Г1 и Г2:

$$E_{\Sigma 1} = E_{r1} = E_{r2} \quad (23)$$

$$E_{\Sigma 1} = 1,13 \text{ о.е.}$$

$$X3 = X_{T3} + X_{Г3} \quad (24)$$

$$X3 = 0,042 + 0,076 = 0,118 \text{ о.е.}$$

$$X4 = X_{T4} + X_{Г4} \quad (25)$$

$$X4 = 0,084 + 0,016 = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$X5 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} \quad (26)$$

$$X5 = \frac{0,118 \cdot 0,2}{0,118 + 0,2} = 0,074 \text{ о.е.}$$

Находим эквивалентное ЭДС для 3 и 4 генераторных ветвей.

$$E_{Э2} = \frac{E_{Г3} \cdot X4 + E_{Г4} \cdot X3}{X3 + X4} \quad (27)$$

$$E_{Э2} = \frac{1,12 \cdot 0,2 + 1,09 \cdot 0,118}{0,118 + 0,2} = 1,11 \text{ о.е.}$$

$$X6 = X1 + X2 \quad (28)$$

$$X6 = 0,0288 + 0,0565 = 0,0853 \text{ о.е.}$$

$$X7 = \frac{X6 \cdot X5}{X6 + X5} \quad (29)$$

$$X7 = \frac{0,0853 \cdot 0,074}{0,0853 + 0,074} = 0,0396 \text{ о.е.}$$

$$E_{Э3} = \frac{E_{Э1} \cdot X5 + E_{Э2} \cdot X6}{X5 + X6} \quad (30)$$

$$E_{Э2} = \frac{1,13 \cdot 0,074 + 1,11 \cdot 0,0853}{0,074 + 0,0853} = 1,12 \text{ о.е.}$$

$$X8 = \frac{X7 \cdot Xc}{X7 + Xc} \quad (31)$$

$$X8 = \frac{0,0396 \cdot 0,0325}{0,0396 + 0,0325} = 0,018 \text{ о.е.}$$

Результирующее значение электродвижущей силы ИП можно определить:

$$E_{PE31} = \frac{E_C \cdot X_7 + E_{Э3} \cdot X_C}{X_7 + X_C} \quad (32)$$

$$E_{PE31} = \frac{1 \cdot 0,0396 + 1,12 \cdot 0,0325}{0,0396 + 0,0325} = 1,054 \text{ о.е.}$$

После произведённых операций получаем следующую схему замещения, рисунок 5.

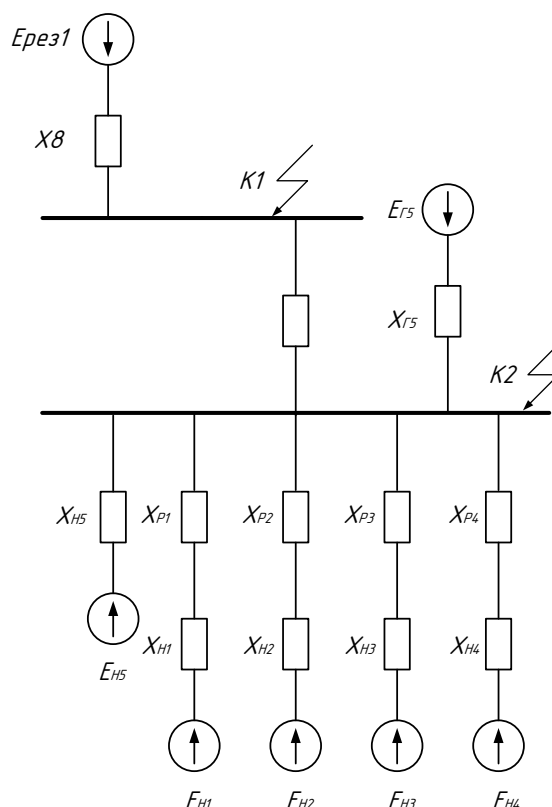


Рисунок 5 – Промежуточный этап упрощения схемы

2) Приводим все ветви ЭДС – сопротивление к простейшему виду со стороны потребителей ГРУ 10 кВ:

$$X_9 = \frac{1}{\frac{1}{X_{H1}} + \frac{1}{X_{H2}} + \frac{1}{X_{H3}} + \frac{1}{X_{H4}} + \frac{1}{X_{H5}}} \quad (33)$$

$$X_9 = \frac{1}{\frac{1}{25} + \frac{1}{3,723} + \frac{1}{4,118} + \frac{1}{1,346} + \frac{1}{0,827}} = \frac{1}{0,04 + 0,27 + 0,24 + 0,74 + 1,21} = \frac{1}{2,504} = 0,399$$

$$E_{PE32} = \frac{1}{Y_{PE3}} \sum E_{Hn} \cdot Y_{Hn} \quad (34)$$

$$E_{PE32} = \frac{0,85 \cdot (0,04 + 0,269 + 0,243 + 0,743 + 1,209)}{2,504} = 0,85 \text{ o.e.}$$

Окончательная схема замещения представлена на рисунке 6:

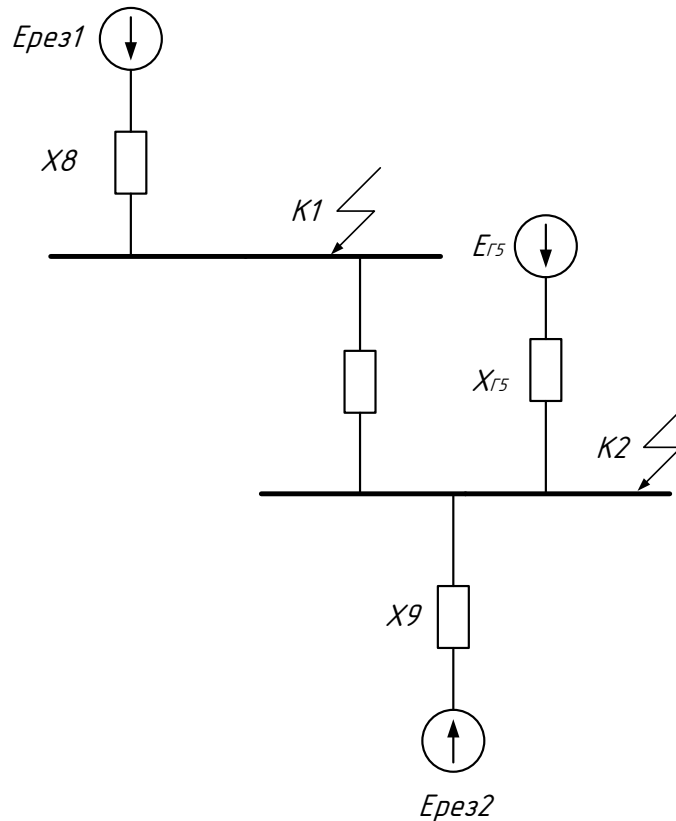


Рисунок 6 – Окончательный вид схемы замещения

3) Для определения периодической составляющей тока КЗ в точке К1 требуется провести следующие преобразования:

$$X_{10} = \frac{X_{Г5} \cdot X_9}{X_{Г5} + X_9} + X_{Г5} \quad (35)$$

$$X_8 = \frac{0,164 \cdot 0,399}{0,164 + 0,399} + 0,131 = 0,247 \text{ o.e.}$$

$$E_{PE33} = \frac{E_{Г5} \cdot X_9 + E_{PE32} \cdot X_{Г5}}{X_9 + X_{Г5}} \quad (36)$$

$$E_{PE31} = \frac{1,12 \cdot 0,399 + 0,85 \cdot 0,164}{0,399 + 0,164} = 1,04 \text{ o.e.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\Pi,0} = \frac{E}{X} I_{\sigma} \quad (37)$$

где X – результирующее сопротивление ветви схемы;

I_{σ} – базовый ток.

Ток подпитки со стороны системы:

$$I_{\Pi,0}^1 = \frac{E_{PE31}}{X8} I_{\sigma K1} \quad (38)$$

$$I_{\Pi,0}^1 = \frac{1,05}{0,018} 0,502 = 29,4 \text{ кА}$$

Ток подпитки со стороны ГРУ:

$$I_{\Pi,0}^2 = \frac{E_{PE33}}{X10} I_{\sigma K1} \quad (39)$$

$$I_{\Pi,0}^2 = \frac{1,04}{0,247} 0,502 = 2,11 \text{ кА}$$

Суммарный ток КЗ в точке К1:

$$I_{\Pi,0} K1 = I_{\Pi,0}^1 + I_{\Pi,0}^2 \quad (40)$$

$$I_{\Pi,0} K1 = 29,4 + 2,11 = 31,51 \text{ кА}$$

4) Для определения периодической составляющей тока КЗ в точке К2 проведем следующие преобразования:

$$X11 = X8 + X_{T5} \quad (41)$$

$$X11 = 0,018 + 0,131 = 0,149 \text{ о.е.}$$

Ток подпитки со стороны системы:

$$I_{\Pi,0}^3 = \frac{E_{PE31}}{X11} I_{\sigma K2} \quad (42)$$

$$I_{\Pi,0}^3 = \frac{1,054}{0,149} 5,498 = 39,9 \text{ кА}$$

Ток подпитки со стороны генератора Г5:

$$I_{\Pi,0}^4 = \frac{E_{Г5}}{X_{Г5}} I_{\sigma K2} \quad (43)$$

$$I_{п,0}^4 = \frac{1,12}{0,164} 5,498 = 37,55 \text{ кА}$$

Ток подпитки со стороны ГРУ:

$$I_{п,0}^5 = \frac{E_{PE32}}{X9} I_{ок2} \quad (44)$$

$$I_{п,0}^5 = \frac{0,85}{0,399} 5,498 = 11,72 \text{ кА}$$

Суммарный ток КЗ в точке К2:

$$I_{п,0}^{К2} = I_{п,0}^3 + I_{п,0}^4 + I_{п,0}^5 \quad (45)$$

$$I_{п,0}^{К2} = 39,9 + 11,72 + 37,55 = 89,2 \text{ кА}$$

3.3 Ограничение токов КЗ

В техническом задании к проектированию ГРУ 10 кВ ТбТЭЦ предъявлены требования к выключателям, а именно выключатель должен быть с дугогасительной камерой вакуумного типа.

На данный момент даже коммутационные аппараты ведущих производителей имеют ограничение отключающей способности в 50кА, а выключатели широко распространённых серий 40 кА при номинальном токе до 4000 А. Таким образом необходимо использовать специальные токоограничивающие технические средства, к которым в первую очередь относят реакторы.

Реакторы служат для ограничения токов короткого замыкания в мощных электроустановках, к которым относят генераторные распределительные устройства, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, без сердечника из ферромагнитного сплава, благодаря чему он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

В нашем случае все отходящие линии являются ответственными, так как потребитель принадлежит к I категории электроснабжения, следовательно метод ограничения – индивидуальное реактирование. Производство связано с

повышенной опасностью выброса химических веществ и взрыва, поэтому повреждения или уязвимые места в электрических сетях недопустимы. Система и ее элементы должны обладать достаточным техническим резервом, для обеспечения гибкости питания, которое необходимо для безопасного останова производства в случае аварийной ситуации.

Проверим удовлетворяет ли реактор РТСТГ 10-3200-0,1 – реактор одинарный трехфазный с горизонтальным расположением фаз на номинальное напряжение 10 кВ с номинальным рабочим током ветви 3200 А и индуктивным сопротивлением 0,1 Ом.

Выбор произведем по наиболее загруженной линии ГРУ –ЦРП Полимер 10 кВ с нагрузкой 26 МВА. Определим рабочий ток:

$$I_{РАБ} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (46)$$

$$I_{РАБ} = \frac{26}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1503 \text{ А}$$

Найдем результирующее сопротивление цепи при отсутствии реактора:

$$X_{РЕЗ} = \frac{U_{СР}}{\sqrt{3} I_{П,0}} \quad (47)$$

$$X_{РЕЗ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 84,3} = 0,072 \text{ о.е.}$$

Определим требуемое сопротивление цепи КЗ по условию обеспечения отключающей способности выключателя:

$$X_{РЕЗ}^{ТРЕБ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 40} = 0,151 \text{ о.е.}$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ:

$$X_{Р}^{ТРЕБ} = X_{РЕЗ}^{ТРЕБ} - X_{РЕЗ} \quad (48)$$

$$X_{Р}^{ТРЕБ} = 0,151 - 0,072 = 0,079 \text{ о.е.}$$

$$X_{Р} = \frac{X_{РЕЗ}^{ТРЕБ} \cdot U_{ср}^2}{S_{\sigma}} \quad (49)$$

$$X_p = \frac{0.079 \cdot 10,5^2}{100} = 0,089 \text{ Ом}$$

Окончательно утверждаем реактор РТСТГ 10-3200-0,1.

Результирующее сопротивление цепи с учетом реактора:

$$X'_{PE3} = 0,072 + 0,091 = 0,0163 \text{ о.е.}$$

Фактическое значение начальной составляющей тока КЗ за реактором – точка КЗ на схеме замещения:

$$I_{п,0КЗ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,163} = 37,49 \text{ кА}$$

Произведем проверку реактора на электродинамическую и термическую стойкость в режиме короткого замыкания:

1) Электродинамическая стойкость

Определим ударный ток воздействующий на обмотку реактора:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y \quad (50)$$

где $k_y = 1,956$ - ударный коэффициент [15].

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 37,19 \cdot 1,956 = 102,88 \text{ кА}$$

2) Термическая стойкость

Паспортными данными гарантировано время термической стойкости $t_{\text{ТЕР}}=3$ с и среднеквадратичный ток термической стойкости $I_{\text{ТЕР}}=39,5$ кА.

$$B_K^{3AB} = 39,5^2 \cdot 3 = 4680,75 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K^{\text{РАСЧ}} = I_{п,0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (51)$$

$$B_K^{\text{РАСЧ}} = 37,19^2 (1,2 + 0,23) = 1977,83 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для оценки влияния реактора в режиме КЗ, определим остаточное напряжение на шинах генераторного распределительного устройства при КЗ за реактором:

$$U_{\text{ОСТ}\%} = X_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п,0} \cdot 100}{U_{\text{НОМ}}} \quad (52)$$

$$U_{ост\%} = 0,1 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 37,19 \cdot 100}{10} = 64,4 \%$$

по условиям самозапуска двигателей напряжение на шинах должно составлять не менее 60 - 70 %. Таким образом, выбранный реактор отвечает всем предъявляемым требованиям.

3.4 Расчет несимметричных коротких замыканий

Чтобы определить токи в несимметричных режимах, предложен метод симметричных составляющих, сущность которого заключается в том, что любую несимметричную систему векторов токов и напряжений, можно представить в виде трех симметричных систем: прямой последовательности, обратной и нулевой последовательностей.

Применяя принцип наложения в цепях с ненасыщенными магнитными элементами, можно утверждать, что отдельные составляющие действуют независимо друг от друга. Это обстоятельство позволяет составить отдельные схемы замещения для каждой из последовательностей.

2.4.1 Двухфазное короткое замыкание

Для элементов, в которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования, сопротивления прямой последовательности X_1 равно обратной X_2 .

Для вращающихся машин, токи ОП создают магнитный поток в статоре, вращающийся против направления движения ротора с двойной частотой, поэтому в данном случае $X_{\Gamma} = X_d'$.

Для составления схемы замещения требуется закоротить все источники ЭДС и учесть сопротивление вращающихся машин. Схема обратной последовательности приведена на рисунке 7.

Преобразования произведем так же как для расчета трехфазного тока КЗ.

$$X_{2,1} = X_{\Gamma 2,1} + X_{T1} = X_{\Gamma 2,2} + X_{T2} \quad (53)$$

$$X_{2,1} = 0,162 + 0,0575 = 0,2195 \text{ о.е.}$$

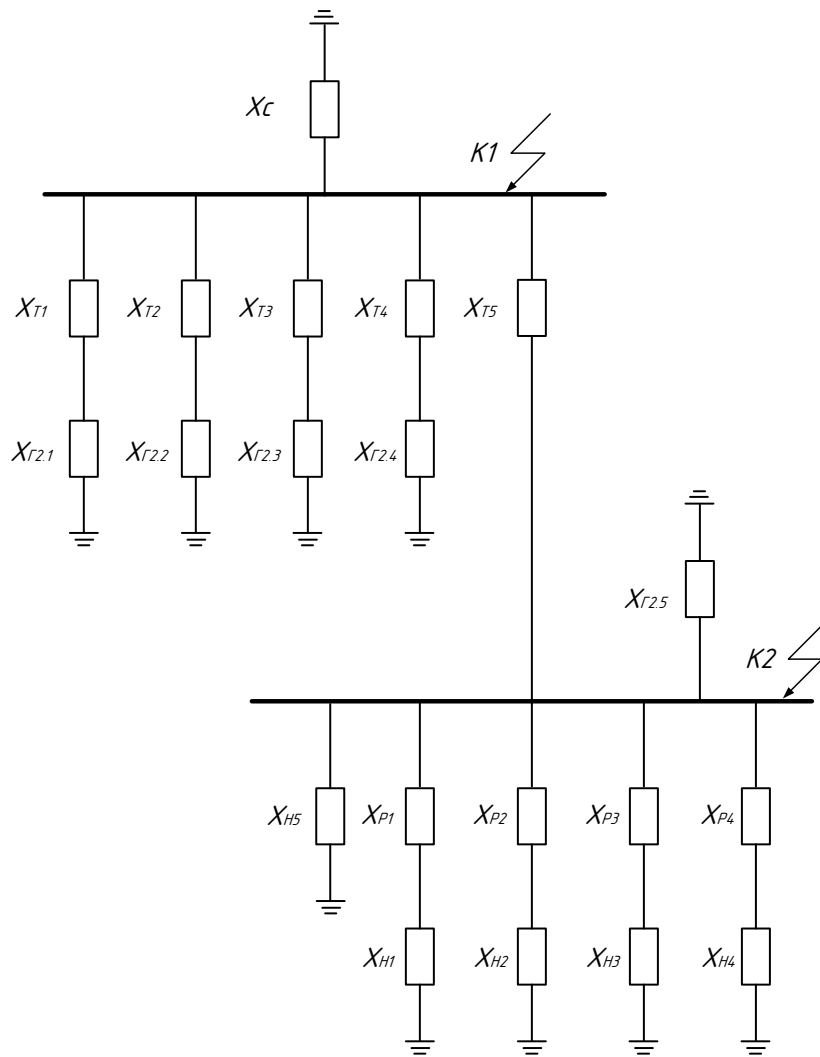


Рисунок 7 – Схема замещения обратной последовательности

$$X_{2,2} = X_{r2.3} + X_{T3} \quad (54)$$

$$X_{2,2} = 0,112 + 0,042 = 0,154 \text{ o.e.}$$

$$X_{2,3} = X_{r2.4} + X_{T4} \quad (55)$$

$$X_{2,3} = 0,167 + 0,084 = 0,251 \text{ o.e.}$$

$$X_{2,4} = X_{H2.1} + X_{P1} \quad (56)$$

$$X_{2,4} = 25 + 0,091 = 25,091 \text{ o.e.}$$

$$X_{2,5} = X_{H2.2} + X_{P2} \quad (57)$$

$$X_{2,5} = 3,723 + 0,091 = 3,814 \text{ o.e.}$$

$$X_{2,6} = X_{H2.3} + X_{P3} \quad (58)$$

$$X_{2,6} = 4,118 + 0,091 = 4,209 \text{ о.е.}$$

$$X_{2,7} = X_{H2,4} + X_{P4} \quad (59)$$

$$X_{2,7} = 1,346 + 0,091 = 1,437 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление питающих линий через проводимости:

$$X_{2,8} = \frac{1}{\frac{1}{X_{2,1}} + \frac{1}{X_{2,1}} + \frac{1}{X_{2,2}} + \frac{1}{X_{2,3}} + \frac{1}{X_{,C}}} \quad (60)$$

$$X_{2,8} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,154} + \frac{1}{0,251} + \frac{1}{0,033}} = \frac{1}{50,36} = 0,02 \text{ о.е.}$$

$$X_{2,9} = \frac{1}{\frac{1}{X_{H2,5}} + \frac{1}{X_{2,4}} + \frac{1}{X_{2,5}} + \frac{1}{X_{2,6}} + \frac{1}{X_{2,7}} + \frac{1}{X_{,Г2,5}}} + X_{T5} \quad (61)$$

$$X_{2,9} = \frac{1}{\frac{1}{25,09} + \frac{1}{3,814} + \frac{1}{4,209} + \frac{1}{1,437} + \frac{1}{0,827} + \frac{1}{0,224}} + 0,131 = \frac{1}{6,91} + 0,131 = 0,276 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление обратной последовательности для точки К1:

$$X_{оп.К1} = \frac{X_{2,8} X_{2,9}}{X_{2,8} + X_{2,9}} \quad (62)$$

$$X_{оп.К1} = \frac{0,02 \cdot 0,276}{0,02 + 0,276} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Повторим аналогичные операции для точки К2:

$$X_{2,10} = X_{2,8} + X_{T5} \quad (63)$$

$$X_{2,10} = 0,02 + 0,131 = 0,151 \text{ о.е.}$$

$$X_{2,11} = \frac{1}{\frac{1}{X_{H2,5}} + \frac{1}{X_{2,4}} + \frac{1}{X_{2,5}} + \frac{1}{X_{2,6}} + \frac{1}{X_{2,7}} + \frac{1}{X_{,Г2,5}}} \quad (64)$$

$$X_{2,9} = \frac{1}{\frac{1}{25,09} + \frac{1}{3,814} + \frac{1}{4,209} + \frac{1}{1,437} + \frac{1}{0,827} + \frac{1}{0,224}} = \frac{1}{6,91} = 0,145 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление обратной последовательности в К2:

$$X_{оп.К2} = \frac{X_{2,10} X_{2,11}}{X_{2,10} + X_{2,11}} \quad (65)$$

$$X_{оп.К2} = \frac{0,145 \cdot 0,151}{0,145 + 0,151} = 0,074 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E_\Sigma}{X_{III} + X_{оп}} I_\phi \quad (66)$$

$$I_{К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,04}{0,017 + 0,019} \cdot 0,502 = 25,12 \text{ кА}$$

$$I_{К2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,05}{0,065 + 0,074} \cdot 5,498 = 71,94 \text{ кА}$$

3.5 Расчет ударного тока

Определим ударный ток, который воздействует на аппараты спустя 0,01 с после начала режима КЗ. Его значение определяется по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} I_{п,0} k_y \quad (67)$$

где $I_{п,0}$ – начальное значение периодической составляющей КЗ;

k_y – ударный коэффициент, зависящий в свою очередь от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (68)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, которая может быть определена по графику [15].

Если замыкание произошло на выводах генератора, то его постоянная времени может быть указана в паспортных данных машины.

Для поставленной задачи рассчитаем ударные токи в точках К1 и К2.

1) Ударный ток на шинах ЗРУ 110кВ:

От системы:

$$i_{yК1.1} = \sqrt{2} \cdot 13,07 \cdot 1,608 = 29,72 \text{ кА}$$

От 4х генераторов:

$$i_{yK1.2} = \sqrt{2} \cdot 16,33 \cdot 1,975 = 45,61 \text{ кА}$$

От шин ГРУ 10 кВ:

$$i_{yK1.3} = \sqrt{2} \cdot 2,11 \cdot 1,608 = 4,8 \text{ кА}$$

Суммарный ударный ток трехфазного КЗ для точки К1:

$$i_{yK1} = i_{yK1.1} + i_{yK1.2} + i_{yK1.3} \quad (69)$$

$$i_{yK1} = 29,72 + 45,61 + 4,8 = 80,1 \text{ кА}$$

2) Ударный ток на шинах ГРУ 10 кВ:

От системы:

$$i_{yK2.1} = \sqrt{2} \cdot 39,9 \cdot 1,85 = 104,39 \text{ кА}$$

От генератора Г5:

$$i_{yK2.2} = \sqrt{2} \cdot 37,55 \cdot 1,975 = 104,88 \text{ кА}$$

От нагрузки, ветви которой защищены реактором:

$$i_{yK2.3} = \sqrt{2} \cdot 11,72 \cdot 1,956 = 32,42 \text{ кА}$$

Суммарное значение ударного тока в точке К2:

$$i_{yK2} = i_{yK2.1} + i_{yK2.2} + i_{yK2.3} \quad (70)$$

$$i_{yK2} = 104,39 + 104,88 + 32,42 = 241,69 \text{ кА}$$

2.6 Определение токов для любого момента времени в режиме КЗ

Данную составляющую тока необходимо определить для выбора коммутационной аппаратуры. Расчетное время, для которого требуется определить значение тока короткого замыкания, вычисляется следующим образом:

$$\tau = t_{C.B.} + 0,01 \quad (71)$$

где $t_{C.B.}$ - собственное время отключения выключателя.

Тогда апериодическая составляющая тока равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{II,0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (72)$$

Определим расчетные значения апериодической составляющей для

выбора выключателей в схеме ГРУ ТЭЦ:

1) Определим расчетное время:

$$\tau = 0,06 + 0,01 = 0,07 \text{ с}$$

2) Аperiodическая составляющая тока КЗ по ветвям

От 4х генераторов:

$$i_{aK1.1.0,07} = \sqrt{2} \cdot 16,33 \cdot 0,82 = 18,94 \text{ кА}$$

От системы

$$i_{aK1.2.0,07} = \sqrt{2} \cdot 13,07 \cdot 0,15 = 2,77 \text{ кА}$$

От ГРУ 10 кВ:

$$i_{aK1.3.0,07} = \sqrt{2} \cdot 2,11 \cdot 0,15 = 0,45 \text{ кА}$$

Суммарное значение аperiodической составляющей в точке К1:

$$i_{aK1.0,07} = i_{aK1.1.0,07} + i_{aK1.2.0,07} + i_{aK1.3.0,07} \quad (73)$$

$$i_{aK1.0,07} = 18,94 + 2,77 + 0,45 = 22,16 \text{ кА}$$

Рассмотрим алгоритм для точки К2:

От энергосистемы:

$$i_{aK2.1.0,07} = \sqrt{2} \cdot 39,9 \cdot 0,4 = 22,57 \text{ кА}$$

От генератора Г5:

$$i_{aK2.2.0,07} = \sqrt{2} \cdot 37,55 \cdot 0,85 = 45,14 \text{ кА}$$

От нагрузки:

$$i_{aK2.3.0,07} = \sqrt{2} \cdot 11,72 \cdot 0,8 = 13,26 \text{ кА}$$

Результирующее значение аperiodической составляющей в точке К2:

$$i_{aK2.0,07} = i_{aK2.1.0,07} + i_{aK2.2.0,07} + i_{aK2.3.0,07} \quad (74)$$

$$i_{aK2.0,07} = 22,57 + 45,14 + 13,26 = 80,97 \text{ кА}$$

Для удобства выбора электрооборудования распределительного устройства систематизируем рассчитанные значения токов в таблицу 9.

Таблица 9 - Сводная таблица результатов расчета ТКЗ

Место КЗ	Источники подпитки	$I_{II,0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{II,0}^{(2)}, \text{кА}$	$i_y^{(3)}, \text{кА}$	$i_{a,\tau}^{(3)}, \text{кА}$
К1	Система С	13,07	10,12	29,72	2,77
	Генераторы Г1, Г2, Г3, Г4	16,33	13,17	45,61	18,94
	ГРУ 10 кВ	2,11	1,83	4,8	0,45
	Результирующий ток	31,51	25,12	80,13	22,16
К2	Эквивалентный источник: С, Г1, Г2, Г3, Г4	39,9	32,87	104,69	22,57
	Генератор Г5	37,55	30,92	104,88	45,14
	Нагрузочные ветви	11,72	8,15	32,42	13,26
	Результирующий ток	89,17	71,94	241,69	80,97

Так же рассчитаем максимальный рабочий ток присоединений по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (75)$$

Таблица 10 – Максимальный рабочий ток присоединений

Присоединение	Максимальный рабочий ток $I_{\text{раб.макс}}, \text{кА}$
Генератор Г5	6,873
Трансформатор ТРДЦН 80000/110	4,399
РП – 101	0,081
РП – 102	0,723
РП – 106	0,491
ЦРП Полимер	1,503
Шинный мост	2,445

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГЕНЕРАТОРНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Разработка генераторного распределительного устройства требует ответственного подхода к выбору оборудования так, как уже в нормальном режиме соединительные и коммутационные устройства загружены до предела.

Для того чтобы уменьшить термическое действие рабочего тока и снизить воздействие токов короткого замыкания применим вдвоенные выключатели, разъединители и системы шин. Данный подход позволит поделить пополам нагрузку электрических аппаратов и использовать серийно выпускающиеся ячейки комплектного распределительного устройства.

4.1 Выбор генераторного выключателя

В настоящий момент на генераторном блоке №5, ТВФ-120-2, эксплуатируется маломасляный выключатель класса 20 кВ типа МГУ-20-6300, предназначенный для коммутации цепей генераторов в нормальном и аварийном режимах работы.

В соответствии с поставленной задачей ООО «СИБУР Тобольск», увеличение надежности электроснабжения объектов газопромышленной отрасли, примем к установке вакуумные выключатели.

Данный выбор обусловлен достоинствами использования вакуумных выключателей, а именно:

- простота конструкции;
- высокая отключающая способность;
- высокая степень надежности;
- высокая коммутационная износостойкость;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- отсутствие загрязнения окружающей среды;
- малые эксплуатационные расходы;
- малые габариты.

Рассмотрим выключатели марки Schneider Electric серии VAN.

Выключатели серии VAN предназначены для использования в новых или реконструируемых распредустройствах. Они могут обеспечить защиту всех типов присоединений: генераторов, кабелей, воздушных линий, двигателей, конденсаторов, трансформаторов, секций питающих шин.

Каждый полюс выключателя имеет дугогасительную камеру и крепится при помощи двух опорных изоляторов на общую раму. Все компоненты привода, вспомогательное оборудование и катушки расположены внутри рамы, которая представляет собой закрытый корпус. Выключатели оборудованы механизмом пружинного привода, который приводится вручную либо электродвигателем. Изображение данного выключателя приведено на рисунке 8.



Рисунок 8 – Вакуумный генераторный выключатель SE VAN

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- 1) Напряжению установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (76)$$

$$10,5 \leq 13,8$$

- 2) По длительно протекающему току, кА

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (77)$$

$$6,873 \leq 8,0$$

- 3) По отключающей способности:

- проверка на симметричный ток отключения, кА

$$I_{П,0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \quad (78)$$

$$37,55 \leq 63$$

- проверка на возможность отключения апериодической составляющей, кА

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,НОМ} \quad (79)$$

$$i_{a,НОМ} = \frac{\sqrt{2}\beta I_{ОТКЛ.НОМ}}{100} \quad (80)$$

где β - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$45,14 \geq \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 63}{100} = 35,64$$

Данное условие не выполняется, поэтому следует произвести проверку по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2}I_{П,0} + i_{a,\tau} \leq \sqrt{2}I_{ОТКЛ.НОМ} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \quad (81)$$

$$\sqrt{2} \cdot 37,55 + 45,14 = 98,24 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 124,73$$

4) по включающей способности проверку требуется произвести в соответствии с условием:

$$i_y \leq i_{вкл} \quad (82)$$

$$i_{вкл} = 1,8\sqrt{2}I_{ВКЛ} \quad (83)$$

$$104,88 \leq 1,8\sqrt{2} \cdot 173 = 440,39$$

5) проверка по электродинамической стойкости

Данный параметр требует проверки по двум условиям из тех соображений, что для конкретной системы ударный коэффициент k_y может быть более 1,8.

$$I_{П,0} \leq I_{дин} \quad (84)$$

$$37,55 \leq 63$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (85)$$

$$104,88 \leq 173$$

б) проверка по условию термической стойкости:

$$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (86)$$

$$B_{K,расч} = I_{П,0}^2 (t_{отк} + T_a) \quad (87)$$

где B_K - тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{мер}$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости, кА ;

$t_{мер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с .

$$37,55^2 (1 + 0,133) = 1597,53 \leq 63^2 \cdot 1 = 3969$$

Выбранный выключатель, ВАН 13,8-63-80-27, полностью удовлетворяет предъявляемым требованиям устойчивости в режиме короткого замыкания, следовательно, его можно принимать к установке. Что бы сравнение паспортных и расчетных величин не было таким громоздким, представим выше изложенный алгоритм выбора в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Выбор выключателя ВАН 13,8-63-80-27

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 8000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 6873 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{н,\tau} = 37,55 \text{ кА}$	$I_{н,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 173 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 37,55 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 440,39 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 104,88 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 37,55 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 173 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 104,88 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$\sqrt{2}I_{отк,ном} (1 + \frac{\beta}{100}) = 124,73 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{П,0} + i_{a,\tau} = 98,24 \text{ кА}$	$98,24 \leq 124,73$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1597,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.2 Выбор генераторного токопровода

Цепь генератора на тепловой электростанции, на участке между турбинным отделением и генераторным распределительным устройством, исполнения типа комплектного РУ, выполним из закрытого токопровода с литой изоляцией.

Выбираем токопровод типа: ТКЛС-20-12500-300 УХЛ1, показан на рисунке 9.

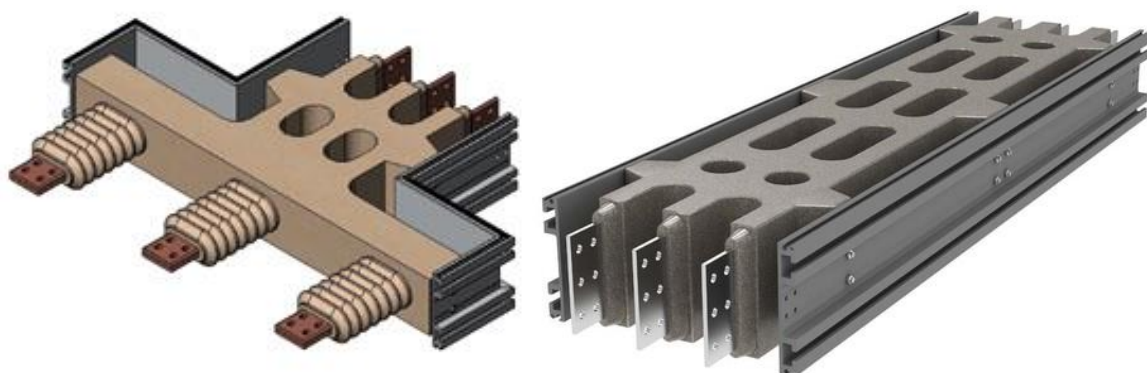


Рисунок 9 - Токопровод ТКЛС-20-12500-300 УХЛ1

Номинальное напряжение: 20 кВ.

Номинальный ток: 12500 А.

Электродинамическая стойкость цепи: 300 кА.

Проверяем токопровод по условиям:

$$I_{\text{раб.мах}} = 6873 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$$

$$i_{\text{уд}} = 104,88 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$$

Данный токопровод соответствует критериям выбора, поэтому принимаем его к установке.

3.3 Выбор генераторного распределительного устройства

Широкое распространение КРУ во всех отраслях производства, привело к созданию комплектных распределительных устройств специального назначения. Благодаря стандартизации блоков в линейках одного производителя, появилась возможность устанавливать в один ряд как мощные вводные трансформаторные и генераторные ячейки, так и относительно

слаботочные шкафы отходящих линий.

Большое разнообразие вариантов наполнения шкафов КРУ позволяет реализовать любые схемы распределительных устройств по требованиям заказчика.

Генераторное распределительное устройство – ответственный узел электрической станции, характеризующийся большим значением токов нагрузки и коротких замыканий. Поэтому требуемая надежность электроснабжения должна быть обеспечена передовыми разработками производителей электрооборудования.

Серия распределительных устройств Schneider Electric РІХ – рисунок 10, включает в себя ячейки среднего напряжения с одной системой сборных шин, воздушной изоляцией и выкатным элементом. Ячейка имеет сборную конструкцию из листовой стали и предназначена для размещения внутри здания. РІХ обладают стойкостью к возникновению внутренней дуги.



Рисунок 10 – Конструкция ячеек РІХ

Шкафы РУ могут комплектоваться силовыми выключателями или контакторами, использующими принцип гашения дуги в вакууме. Ячейки РИХ имеют все необходимые цифровые устройства АСУ и РЗ с конфигурацией, зависящей от требований потребителей. Произведем выбор комплектного распределительного устройства в соответствии с основными параметрами, таблица 12.

Таблица 12 – Выбор серии ячеек РИХ-Н

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3917 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,т} = 44,59 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл,ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 120,85 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Утверждаем комплектное распределительное устройство Schneider Electric РИХ-Н.

Классификация ячеек по типу исполнения приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Классификация исполнения ячеек РИХ-Н

Признак классификации	Исполнение
По уровню изоляции	С нормальной изоляцией по ГОСТ 1516.3, уровень Б для напряжения 10 кВ, уровень А для напряжения 15 кВ
По виду изоляции	Комбинированная (воздушная и твердая)
По изоляции токоведущих главных цепей шин	С неизолированными или частично изолированными шинами
По виду линейных высоковольтных присоединений	Кабельные или шинные

Признак классификации	Исполнение
По условиям обслуживания	С двухсторонним и односторонним обслуживанием
В зависимости от встраиваемой аппаратуры	<ul style="list-style-type: none"> - С вакуумным выключателем HVX17; - С трансформатором тока на номинальные токи до 4000 А – типа ТОЛ 10-1, GIS, IGW, IGW 12, GSWS; - С трансформаторами напряжения ЗНОЛ 06, ЗНОЛП, GSCS; - С ограничителями перенапряжения; - С трансформаторами собственных нужд типа ТМГ 25, ТСКС 40; - С микропроцессорными блоками защиты типа MICOM, SEPAM; - С кабельными сборками; - С разъединителями и предохранителями; - С аппаратурой постоянного оперативного тока (ШОТ)
По наличию теплоизоляции	Без теплоизоляции
По виду управления: <ul style="list-style-type: none"> - выключателем - выкатным элементом - заземлителем - разъединителем 	<ul style="list-style-type: none"> - местное и дистанционное - местное или дистанционное - местное или дистанционное - местное

Достоинства ячеек Schneider Electric PIX:

1) Безопасность персонала;

2) Простая эксплуатация и обслуживание:

- простота и логичность проведения операций с однозначной индикацией статуса выполняемой функции;
- местное и дистанционное управление;
- легкое управление системой автоматизации;
- наличие современных микропроцессорных защит с функциями управления, наблюдения и самотестирования.

3) Легкий доступ к элементам, простая установка и включение в работу:

- ячейки занимают минимальное пространство и обеспечивают доступ ко всем элементам через фасадную панель;

4) Минимальное влияние на окружающую среду, так как шкафы имеют конструкцию и компоненты, не требующие специальной утилизации по истечении срока эксплуатации.

4.3.1 Выбор выключателей ГРУ

Данные группы выключателей являются особо ответственными, так как через них могут протекать наибольшие рабочие токи. Также данные присоединения не защищаются токоограничивающим реактором, следовательно предъявляются повышенные требования к стойкости в режиме КЗ.

Вакуумный выключатель Schneider Electric HVX, показанный на рисунке 11, является результатом многолетней работы компании. Разнообразие вариантов комплектации позволяет устанавливать данные выключатели как в заводские ячейки стационарного и выкатного исполнения, так и в существующие шкафы КРУ различных производителей в ходе модернизации по программе «Ретрофит».

Выключатели, имея стандартизированные габариты, могут существенно отличаться друг от друга по рабочему току и отключающей способности.

Проверим на позицию вводного выключателя со стороны трансформатора с расщепленной обмоткой выключатель HVX-17-50-31 E310 комплектного распределительного устройства РИХ-Н.



Рисунок 11 – Вакуумный выключатель HVX-17

Подробный расчет показан в приложении А, результаты расчета и решение по установке приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор вводного выключателя HVX-17-50-31 E310

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 2310 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл. ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{н, \tau} = 24,6 \text{ кА}$	$I_{н, \tau} \leq I_{откл. ном}$
$I_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$I_{П, 0} = 24,6 \text{ кА}$	$I_{П, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 318,2 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 68,65 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{П, 0} = 24,6 \text{ кА}$	$I_{П, 0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 68,65 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$\sqrt{2}I_{отк. ном} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 99 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{П, 0} + i_{a, \tau} = 63,99 \text{ кА}$	$63,99 \leq 99$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 685,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Принимаем к установке в цепях силового трансформатора выключатели HVX-17-50-31 E310.

Произведем проверку выключателя HVX-17-50-40 E310 в качестве секционного. Условия выбора размещены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор секционного выключателя HVX-17-50-40 E310

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3903 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 318,2 \text{ кА}$	$i_{уд} = 104,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 104,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 99 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{П,0} + i_{a,\tau} = 88,53 \text{ кА}$	$88,53 \leq 99$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} = 1697 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Условия проверки выполняются, следовательно, принимаем к установке в качестве секционного выключателя HVX-17-50-40 E310.

Произведем проверку выключателя, фидеров ШМ1 и ШМ2 незащищённых реакторами, HVX-17-50-25 E310. Данные по выбору размещены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор выключателя отходящих линий ШМ1 и ШМ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2445 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 318,2 \text{ кА}$	$i_{уд} = 104,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 38,7 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 173 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 104,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 99 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{П,0} + i_{a,\tau} = 88,53 \text{ кА}$	$88,53 \leq 99$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 1697 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранные выключатели соответствуют условиям выбора.

Произведем проверку выключателей оставшихся линий, которые защищены токоограничивающим реактором. Рассмотрим выключатель Schneider Electric HVX-17-31-20 E310. Данные сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор выключателя защищенных отходящих линий

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1503 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 18,75 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 78,8 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 18,75 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 200,6 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 47,7 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 18,75 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 78,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 47,7 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$i_{a,ном} = 17,82 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 10,6 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 398,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель HVX-17-31-20 E310 может быть установлен.

4.3.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат обеспечивающий создание видимого разрыва в электрической цепи для безопасного проведения работ.

Необходимость установки данного элемента продиктована не возможностью установки генераторного выключателя в шкаф КРУ, из-за большого номинального тока генератора, на который не рассчитаны шины ячеек. Разъединитель будет выполнять функцию переходного элемента, для подключения генератора к шинам ГРУ.

Одним из вариантов наполнения ячеек серии РІХ-Н является выкатная ячейка разъединителя, представляющая собой стандартные полюса выключателя, однако вместо вакуумной камеры установлена медная перемычка. Изображение приведено на рисунке 12.



Рисунок 12 – Ячейка разъединителя UTX 12

Выбор разъединителей производится следующим образом:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (88)$$

$$10 \leq 10$$

2) По длительно протекающему току, кА

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (89)$$

$$3,436 \leq 5,0$$

3) По электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} \leq I_{дин} \quad (90)$$

$$25,81 \leq 63$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (91)$$

$$68,56 \leq 125$$

- проверка по условию термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (92)$$

$$B_{K,расч} = I_{П,0}^2 (t_{отк} + T_a) \quad (93)$$

где B_K - тепловой импульс тока КЗ, $кА^2с$;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости, $кА$;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, $с$.

$$25,81^2 (1 + 0,133) = 754,8 \leq 40^2 \cdot 1 = 1600$$

Разъединитель, устанавливаемый в КРУ РИХ-Н - УТХ 12, полностью удовлетворяет предъявляемым требованиям устойчивости в режиме устойчивого короткого замыкания, следовательно, его можно принимать к установке. Что бы сравнение паспортных и расчетных величин не было таким громоздким, представим выше изложенный алгоритм выбора в виде таблицы 18.

Таблица 18 – Проверка разъединителя РИХ-Н

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000А$	$I_{раб.маx} = 3436А$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{дин} = 63кА$	$I_{П,0} = 25,81кА$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 125кА$	$i_{yд} = 68,56кА$	$i_{yд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600кА^2с$	$B_K = 754,8кА^2с$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Проверка остальных разъединителей не требуется, так как их

конструкция и характеристики, будут аналогичны. Поэтому для отходящих линий генераторного распределительного принимаем к установке разъединитель КРУ РІХ-Н.

4.3.3 Выбор и проверка шин распределительного устройства

Отсек сборных шин располагается в верхней части шкафа. Доступ к данному отсеку обеспечен через верхнюю или переднюю панели ячейки, после снятия разделительных перегородок.

Сборная шина, рисунок 13, выполняется из плоских полос меди с закругленными концами. Количество параллельных полос каждой фазы определяется номинальным током.



Рисунок 13 – Отсек сборных шин ячеек РІХ - Н

Определить необходимое сечение можно исходя из проверки по допустимому нагреву. При этом требуется учесть ремонтные режимы и возможность неравномерного распределения токов по секциям. Условие выбора следующее:

$$I_{\text{MAX}} \leq I_{\text{ДОП}} \quad (94)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шин выбранного сечения, с учетом поправки на температуру окружающей среды.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{0.\text{ном}}}} \quad (95)$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ - допустимый ток по таблице [15, П 3.4] при температуре воздуха $\vartheta_{0.\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$;

$\vartheta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ - допустимая температура нагрева для продолжительного режима по ПУЭ 1.3.22;

ϑ_0 - действительная температура воздуха.

Тогда для медных трехполосных шин сечением 960 мм^2 , размером 120×80 , при $I_{\text{доп.ном}} = 4340 \text{ А}$, длительно допустимый ток будет равен:

$$I_{\text{доп}} = 4340 \sqrt{\frac{70 - 18}{70 - 25}} = 4665 \text{ А}$$

Условие (94) выполняется так, как $I_{\text{max}} = 3917 \text{ А}$ меньше $I_{\text{доп}} = 4665 \text{ А}$.

Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании производится по минимальному сечению:

$$q_{\text{min}} \leq q \quad (96)$$

где q_{min} и q минимальное сечение по термической стойкости и выбранное сечение соответственно.

Минимальное сечение определяется следующим образом:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (97)$$

где C – функция, значение которой определено и для медных шин составляет $167 \frac{\text{Ас}^{1/2}}{\text{мм}^2}$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{44,59^2 (1 + 0,133)}}{167} = 284 \text{ мм}^2,$$

что значительно меньше выбранного сечения 3x960, следовательно, шины термически-стойкие.

При выполнении фазы из нескольких полос, то имеет место возникновение усилий между полосами и между фазами. Что бы система шин была надежна, требуется проверить ее механическую стойкость.

Между полосами устанавливают прокладки на расстоянии l_{II} , которое можно вычислить по формуле:

$$l_{II} \leq 0,216 \sqrt{\frac{a_{II}}{i_y^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_{II}}{k_{\phi}}} \quad (98)$$

где a_{II} - расстояние между осями полос, см;

$J_{II} = \frac{hb^3}{3}$ - момент инерции для шин из трех полос, см⁴;

k_{ϕ} - коэффициент формы;

E - модуль упругости материала шин.

$$l_{II} \leq 0,216 \sqrt{\frac{0,8}{120800}} \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 2,56}{0,3}} = 0,53 \text{ м}$$

При возможности колебаний с частотой менее 200 Гц, систему полосы-изолятор следует проверить по еще одному условию:

$$l_{II} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_{II}}{m_{II}}} \quad (99)$$

где m_{II} - масса полосы на единицу длины, кг/м.

$$l_{II} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 2,56}{8,45}} = 0,56 \text{ м}$$

Принимаем наименьшую величину, определенную по выражениям (98) и (99).

Определим силу взаимодействия между полосами в пакете. Примем следующие величины:

$$i_1 = i_2 = i_3 = \frac{i_y}{3} \quad (100)$$

$$a = a_{II} = 2b \quad (101)$$

Сила взаимодействия равна:

$$f_{II} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_{\phi} \left(\frac{i_y}{3} \right)^2 \frac{1}{2b} \quad (102)$$

$$f_{II} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot 0,3 \left(\frac{120800}{3} \right)^2 \frac{1}{2 \cdot 0,008} = 6080 \frac{H}{м}$$

Напряжение в материале системы шин от взаимодействия полос, МПа:

$$\sigma_{II} = \frac{f_{II} l_{II}^2}{12W_{II}} \quad (103)$$

где $W_{II} = 3,3hb^2$ - момент сопротивления одной полосы, см³.

$$\sigma_{II} = \frac{6080 \cdot 0,53^2}{12 \cdot 3,3 \cdot 12 \cdot 0,8^2} = 5,6 \text{ МПа}$$

Напряжения в материале при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^{(3)2} l_{II}^2}{aW_{II}} \quad (104)$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{120800^2 \cdot 0,53^2}{0,25 \cdot 25,3} = 11,2 \text{ МПа}$$

Шинная конструкция будет механически прочна, если

$$\sigma_{расч} = \sigma_{II} + \sigma_{\phi} \leq \sigma_{дон} \quad (105)$$

$$\sigma_{расч} = 11,2 + 5,6 = 16,8 \text{ МПа}$$

Шины удовлетворяют требованиям прочности так, как $\sigma_{расч} = 16,8 \text{ МПа}$ меньше допустимого напряжения $\sigma_{дон} = 140 \text{ МПа}$.

Выбор опорных изоляторов не требуется из-за особенностей системы крепления шинопровода в ячейках комплектных разъединительных устройств.

4.3.4 Выбор нелинейных ограничителей.

Нелинейные ограничители перенапряжения пришли на смену устаревшим разрядникам и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Представляет собой последовательно и/или параллельно соединенные металлооксидные варисторы без каких-либо последовательных или параллельных искровых промежутков, заключенные в изоляционный корпус.

Выбор ОПН осуществляется в 2 этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

1) Предварительный выбор

В сетях 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания «на землю», и допускающих длительное существование однофазного замыкания «на землю», $U_{НОМ}$ ОПН выбирается равным максимальному рабочему напряжению сети или электрооборудования $U_{\max.РАБ}$.

Если максимальная длительность существования замыкания на землю ограничена действиями персонала или релейной защитой, то при подключении ОПН по схеме «фаза–земля» расчетную величину рабочего напряжения ОПН определяют по формуле:

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{U_{\max.РАБ}}{K_B} \quad (106)$$

где $U_{\max.РАБ}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке 14).

Рабочее максимальное напряжение на шинах генераторного распределительного устройства в нормальном режиме не должно быть более, чем $1,1 \cdot U_{НОМ}$.

Выбираем ОПН на 10 кВ.

$$U_{\max.РАБ} = 1,1 \cdot U_{НОМ} \quad (107)$$

$$U_{\max.PAB} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ}$$

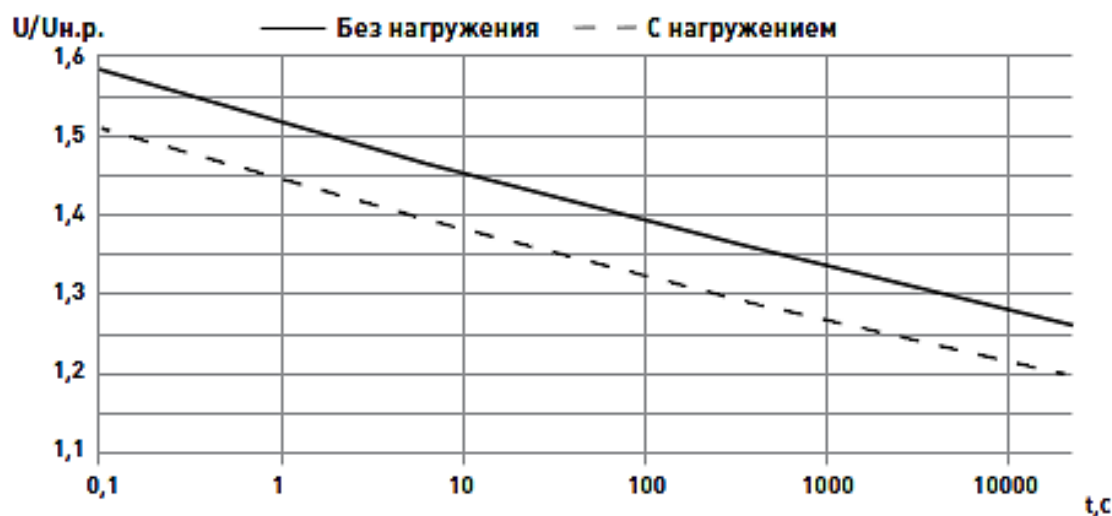


Рисунок 14 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты

Время воздействия напряжения, равного 10 кВ, на изоляцию не более 10 минут: $\tau = 0,5$ сек. Определим по графику (рисунок 14): $K_B = 1,48$.

$$U_{\text{расч.опн}} = \frac{11}{1,48} = 7,43 \text{ кВ}$$

Номинальный разрядный ток для защиты оборудования от грозových перенапряжений в сетях 6-10 кВ, а также в сетях с длиной линии не превышающей 5 км, должен составлять $I_H = 5$ кА.

Для проверки защитного уровня ОПН при коммутационных и грозových перенапряжениях необходимо сравнить остаточное напряжение при коммутационном токе:

$$U_{\text{ост}}(I_{\text{пр}} = 760 \text{ А}) = 28,3 \text{ кВ}$$

и испытательное напряжение промышленной частоты при коммутационном токе равном его пропускной способности:

$$U_{\text{исп}}(I_{\text{ком}} = 5 \text{ кА}) = 33,7 \text{ кВ}$$

При правильном выборе остающееся напряжение должно быть не более $0,85 U_{\text{исп}}$.

$$\frac{U_{исп} - U_{ост}}{U_{исп}} \cdot 100\% \geq 15\% \quad (108)$$

$$\frac{33,7 - 28,3}{33,7} \cdot 100\% = 16\% \geq 15\%$$

Способность поглощать энергию грозových перенапряжений не требует проверки, так как их устойчивость при прямых ударах молнии обеспечивается нормированием способности нелинейного ограничителя противостоять импульсам тока 100 кА при лабораторных испытаниях.

Энергия, поглощаемая ограничителем при отключении батареи конденсаторов или кабельной линии при расчетной кратности коммутационных перенапряжений 3 крата, оценивается следующим образом:

$$W = 3C(U_{МАХ.РАБ}^2 - 0.52U_{РАСЧ.ОПН}^2) \quad (109)$$

где C – емкость отключаемой линии или кабеля, мкФ. При номинальном напряжении 10 кВ, емкость можно приблизительно принять 0,32 мкФ.

$$W = 3 \cdot 0,32 \cdot 10^{-6} (11000^2 - 0.52 \cdot 7430^2) = 88,6 \text{ Дж}$$

Обычно принимается не энергия W , а удельная энергия W^* :

$$W^* = \frac{W}{U_{НОМ}} \quad (110)$$

$$W^* = \frac{88,6}{10} = 8,86 \frac{\text{Дж}}{\text{кВ}}$$

Эффективность защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений зависит не только от остающихся напряжений ограничителя, но также и от размещения ОПН по отношению к защищаемому оборудованию.

Защитное расстояние ОПН можно приближенно рассчитать по формуле:

$$L = \frac{v(U_{НОМ} - U_{ост})}{2S} \quad (111)$$

где U — напряжение на защищаемом оборудовании, кВ;

$U_{ост}$ — остающееся напряжение на ОПН, кВ;

S — крутизна фронта волны перенапряжения, кВ/мкс;

L — расстояние между ОПН и оборудованием, м;

v — скорость распространения волны перенапряжения, 300 м/мкс для воздушных линий и 150 м/мкс – для кабельных сетей.

Обращая внимание на заведомо отрицательный числитель, можно сделать вывод, что по условиям безопасности установка ОПН возможна в любом месте генераторного распределительного устройства. Способ монтажа ОПН изображен на рисунке 15, характеристики ограничителя в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристики ОПН РТ/TEL 10-11,5 УХЛ 1

Тип ОПН	РТ/TEL 10-11,5
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	5
Остающееся напряжение, кВ	40,1
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА	20
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100
Максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	760
Класс пропускной способности	4
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВ, не менее	4,6

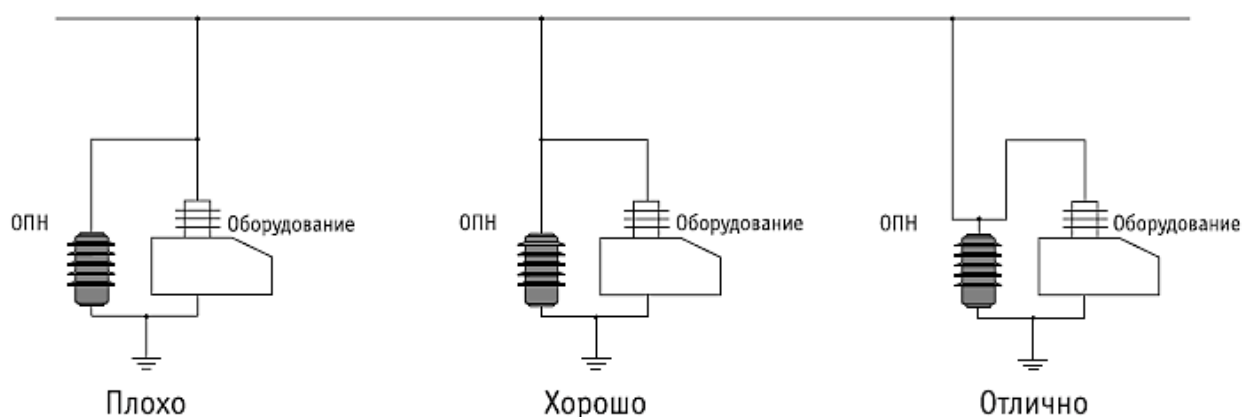


Рисунок 15 – Способы подключения ОПН к оборудованию

4.3.5 Выбор трансформаторов напряжения



Рисунок 16 - Выдвижной элемент с трансформаторами напряжения

Производитель ячеек PIX, Schneider Electric, комплектует свои измерительные ячейки трансформаторами напряжения российского производства, так как они соответствуют стандартам РФ и работают в необходимом классе точности, для измерительных приборов, 0,2 и 0,2S.

Из предложенных на выбор трансформаторов ЗНОЛ 06, ЗНОЛП и GSCS, в данном проекте мы остановимся на трансформаторе напряжения ЗНОЛ 06-10. Его выбор обусловлен наибольшей мощностью вторичной обмотки в границах класса точности 0,2.

ЗНОЛ 06-10 УХЛ 3 – трансформатор напряжения для сетей 10 кВ, заземляемый однофазный с литой изоляцией. Предназначен для установки в комплектных распределительных устройствах, рабочее положение – любое.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (112)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (113)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (114)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выберем трансформатор напряжения в цепь измерений турбогенератора, приборы перечислим в таблице 20.

Таблица 20 – Приборы, устанавливаемые на щите управления турбогенератором

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	4	3	12
Вольтметр трехфазный	СВ3020/1	5	2	10
Частотомер	СС3021	4	1	4
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	1	2,5
Ваттметр	СК3021	5	1	5
Варметр	СК3021	5	1	5
Синхроскоп	Э1550	7	1	7
Итого				45,5

Распределим нагрузку между двумя ТН равномерно, тогда:

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (115)$$

$$z_{\text{приб}} = \frac{23,5}{5^2} = 0,94 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - z_{\text{приб}} - z_{\text{кон}} \quad (116)$$

$$z_{\text{пров}} = 2 - 0,94 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом}$$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения будем использовать медный кабель марки КРВГ – контрольный с изоляцией из резины и оболочкой из ПВХ сечением. Применяются для прокладки на открытом воздухе, в помещениях, каналах, туннелях, в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабели. Не распространяют горение при одиночной прокладке. Стойки к монтажным изгибам. Срок службы до - 25 лет.

Ориентировочная длина 40 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (118)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,96} = 0,73 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (119)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (120)$$

$$Z_2 = 0,94 + 0,28 + 0,1 = 1,32 \text{ Ом}$$

Таблица 21 – Проверка ЗНОЛ06-10 в цепях генераторного ЩУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 23,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,32$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принимаем к установке два комплекта трансформатора ЗНОЛ 06-10 для питания измерительных приборов генераторного щита управления.

Вычислим количество трансформаторов напряжения на шинах генераторного распределительного устройства.

Таблица 22 – Приборы, устанавливаемые в ячейках вводных и отходящих линий

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	4	3	12
Вольтметр трехфазный	СВ3020/1	5	1	5
Частотомер	СС3021	4	1	4
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	9	20
Ваттметр	СК3021	5,5	3	16,5
Варметр	СК3021	5,5	3	16,5
Итого				74

Распределим нагрузку между двумя комплектами ТН равномерно, тогда:

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{37}{5^2} = 1,48 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{\text{пров}} = 2 - 1,48 - 0,1 = 0,42 \text{ Ом}$$

Ориентировочная длина 40 м, тогда сечение:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,42} = 1,67 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = 1,48 + 0,28 + 0,1 = 1,86 \text{ Ом}$$

Таблица 23 – Проверка ЗНОЛ06-10 в цепях генераторного ЩУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 37 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,86$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принимаем к установке два комплекта трансформаторов напряжения ЗНОЛ 06-10 в для каждой из секций шин.

4.3.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для питания токовых обмоток измерительных приборов, приборов учета и релейной защиты. Рассматривать

ТТ следует не менее чем с двумя обмотками.

Класс точности для работы измерительных приборов и приборов АСКУЭ должен быть не более 0,2 или 0,2S. Вторичная обмотка трансформаторов тока рассчитана на силу тока не более 5 А или 1 А.

Потребители вторичной цепи ТТ должны быть распределены по фазам А, В и С при наличии трехфазной группы трансформаторов. Так же как и для трансформаторов напряжения требуется учесть сопротивление проводникового материала и контактов.

Особенностью выбора трансформаторов тока является необходимость проверки по динамической и термической устойчивости. В каталогах обычно приведены коэффициенты электродинамический k_d и термический k_t . Условия выбора будут выглядеть следующим образом:

$$i_y = \sqrt{2}k_d I_{1H} \quad (121)$$

$$B_K = (k_t I_{1H})^2 t \quad (122)$$

где I_{1H} - номинальный первичный ток трансформатора тока.

Проверим трансформатор ТШЛ 20-8000-1 УХЛЗ – ТТ шинный с литой изоляцией для установки в цепи генератора. Таблица нагрузки вторичной обмотки номер 24.

Таблица 24 – Приборы учета и измерения на генераторе.

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Ваттметр	СР3021	5	5	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	2,5	2,5
Итого		16,5	16,5	16,5

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{16,5}{5^2} = 0,66 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,66 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}$$

Ориентировочная длина 40 м, тогда сечение:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,44} = 1,6 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = 0,66 + 0,28 + 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

Таблица 25 – Проверка ТТ ТШЛ 20-8000-1 УХЛЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_H$
$I_H = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 6,873 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 137,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2958 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Утверждаем выбор трансформаторов тока ТШЛ для генераторных цепей.

Ячейки РИХ-Н по умолчанию комплектуются трансформаторами тока: ТОЛ 10-1 – опорного исполнения в литой изоляции и номинальным током до 2000 А, GIS – ТТ с литой изоляцией номинальный ток до 2500, IGW12 – ТТ с литой изоляцией номинальный ток до 3150, GSWS – трансформатор тока в узком литом корпусе с номинальным током до 4000А. Данные трансформаторы

работают в классе точности 0,2 и 0,2S и могут иметь от 2 до 4 вторичных обмоток.

Проверим трансформатор GIS, рисунок 17, для установки в вводную ячейку трансформатора.



Рисунок 17 – Трансформатор тока GIS-12

Таблица 26 – Приборы учета и измерений в вводных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Ваттметр	СР3021	5	5	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	2,5	2,5
Итого		16,5	16,5	16,5

Таблица 27 - Проверка трансформатора тока GIS - 12

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2199 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 68,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 120^2 \cdot 1 = 14400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 607 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

ТТ GIS – 12 соответствует критериям выбора и пригоден для установки.

Определим параметры трансформатора тока на фидере шинного моста.

Проверим трансформатор GIS – 12 с номинальным током 2500.

Таблица 28 – Приборы учета и измерений в вводных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5	6,5

Таблица 29 - Проверка трансформатора тока GIS - 12

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2445 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 68,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 120^2 \cdot 1 = 14400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6964 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Выбранный трансформатор GIS – 12, удовлетворяет заданным параметрам.

Для обеспечения работы приборов, в цепях отходящих линий, будем использовать трансформатор тока ТОЛ 10-1, представленный на рисунке 18.



Рисунок 18 – ТОЛ 10 0,2/10Р 2000/5УХЛЗ

Таблица 30 – Приборы учета и измерений отходящих линий

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5	6,5

Таблица 31 - Проверка трансформатора тока ТОЛ 10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1503 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 68,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Трансформатор тока ТОЛ 10 0,2/10Р 2000/5УХЛЗ удовлетворяет всем требованиям и может быть установлен в ячейках генераторного распределительного устройства.

В шкафу секционного выключателя требуется установить амперметры. Выберем трансформатор тока для их корректной работы. Рабочий ток данного присоединения не более 5000 А.

Таблица 32 – Приборы измерений секционного выключателя

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Итого		6,5	6,5	6,5

Проверим трансформатор тока IGW12. Данные по выбору сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор трансформатора тока серии IGW12 У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2598 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 250 \text{ кА}$	$I_{уд} = 117,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 1 = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1739 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Утверждаем на позицию трансформатора тока секционного выключателя IGW12.

4.3.7 Система оперативного тока

Шкаф оперативного тока (ШОТВ) предназначен для питания оперативных цепей постоянным током:

- цепей защиты;
- сигнализации;
- автоматики;
- систем аварийного питания;
- систем обогрева;
- электрических приводов выключателей;
- освещения и других технологических потребителей.

Выпрямленный оперативный ток позволяет применить более надежные схемы и аппаратуру постоянного тока и приводы с более простой кинематикой.

Для получения постоянного напряжения применяют:

- силовые выпрямители для питания электромагнитов включения приводов выключателей;
- зарядные устройства, запасенная энергия которых служит для питания различных аппаратов даже при исчезновении напряжения на объекте;
- блоки питания, включаемые на трансформаторы СН.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

Как правило, аккумуляторные батареи в шкафах оперативного тока постоянно работают в режиме подзаряда.



Рисунок 19 – Шкаф оперативного тока

Для питания цепей оперативного тока установим по одному шкафу на каждую секцию шин. ШОТВ 02-220-12,5x2 – шкаф постоянного оперативного тока с аккумуляторами по 90 А/ч, на номинальное напряжение 220 В, с двумя взаиморезервируемыми выпрямителями по 12,5 А.

ШОТВ базовой комплектации установлены герметизированные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с рекомбинацией газа, например, серии PowerSafe производства фирмы OLDHAM с гарантированным сроком службы 10 - 15 лет. АБ являются необслуживаемыми, имеют ударопрочный негорючий корпус, изготовленный из пластмассы ABS, и предохранительный клапан, оборудованный встроенным пламегасителем.

Шкаф оперативного тока позволяет обеспечить работу устройств в аварийном режиме не менее получаса.

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Для выполнения всех типов заземления обычно используют одно заземляющее устройство. Для генераторного распределительного устройства оно выполнено в форме контура.

Функции заземления:

1) Грозозащитная – для защиты оборудования от повреждения ударом молнии. Здания закрытых РУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20.

Защиту зданий, имеющих металлические покрытия кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий. При наличии железобетонной кровли и непрерывной электрической связи отдельных ее элементов защита выполняется заземлением ее арматуры.

Защиту зданий, крыша которых не имеет металлических или железобетонных покрытий, следует выполнять стержневыми молниеотводами, либо укладкой молниеприемной сетки непосредственно на крыше зданий.

Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром 6-8 мм и уложена на кровлю непосредственно или под слой негорючих утеплителя или гидроизоляции. Сетка должна иметь ячейки площадью не более 150 м. Узлы сетки должны быть соединены сваркой.

2) Рабочее заземление – предназначено для создания нормальных рабочих условий электрооборудования.

Не смотря на то, что в данном проекте режим работы нейтрали – изолированная нейтраль, выполнение функции рабочего заземления необходимо для работы ОПН, заземляемых трансформаторов напряжения.

Заземляющие проводники ОПН и силовых трансформаторов рекомендуется присоединять к заземляющему устройству ПС поблизости один от другого или выполнять их так, чтобы место присоединения ОПН к заземляющему устройству находилось между точками присоединения заземляющих проводников портала с молниеотводом и трансформатора.

Заземляющие проводники измерительных трансформаторов тока необходимо присоединить к заземляющему устройству РУ в наиболее удаленных от заземления РВ или ОПН местах.

3) Защитное заземление обеспечивает безопасность обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. Все металлические части ГРУ, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

В установках с незаземленными нейтралью строго нормируется сопротивление заземляющего устройства. Это объясняется тем, что при замыкании на землю протекает емкостной ток сравнительно небольших значений, и такой режим может быть длительным. В этот момент увеличивается вероятность попадания под напряжение прикосновения. Сопротивление ЗУ должно быть не более 10 Ом [12, п. 1.7.96].

При выполнении защитного заземления в сетях 0,4 кВ, которые питают приводы выключателей, устройства автоматики и релейной защиты сопротивление заземления должно быть не более 2 Ом [12, п. 1.7.101].

Принцип действия защитного заземления – снижение до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами. Это достигается путем уменьшения потенциала заземленного оборудования (уменьшением сопротивления заземлителя), а также путем выравнивания потенциалов основания, на котором стоит человек, и заземленного оборудования (подъемом потенциала основания, на котором стоит человек, до значения, близкого к значению потенциала заземленного оборудования).

Если корпус электроустановки не заземлен, то прикосновение к корпусу электроустановки, который оказался под напряжением, опасно, как и прикосновение к фазному проводу сети.

Если корпус электроустановки заземлен (рисунок 20), то в этом случае напряжение корпуса электроустановки относительно земли уменьшится и станет равным:

$$U = I_3 R_3 \quad (1)$$

где I_3 - ток замыкания на землю, А;

R_3 - сопротивление заземлителя растеканию тока, Ом.

Напряжение прикосновения и ток через тело человека в этом случае будут определяться по формулам:

$$U_h = I_3 R_3 \alpha_1 \quad (2)$$

$$I_h = I_3 \frac{R_3}{R_h} \alpha_1 \quad (3)$$

где α_1 - коэффициент напряжения прикосновения.

Уменьшая значение сопротивления заземлителя растеканию тока R_3 , можно уменьшить напряжение корпуса электроустановки относительно земли, в результате чего уменьшаются напряжение прикосновения и ток через тело человека.

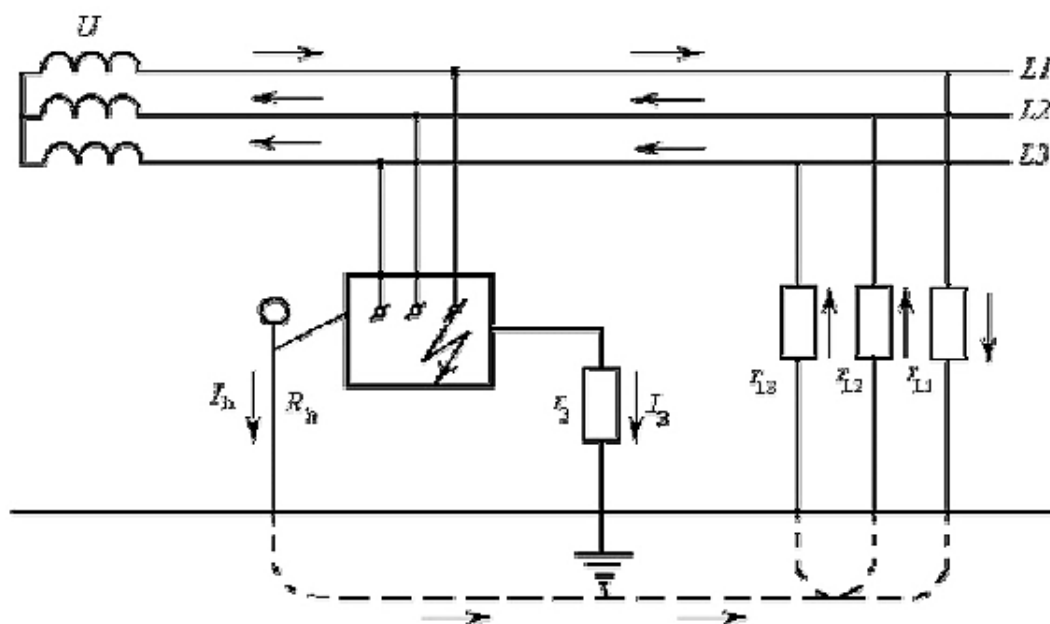


Рисунок 20 – Схема сети с изолированной нейтралью (IT) и защитным заземлением электроустановки

Заземление будет эффективным лишь в том случае, если ток замыкания на землю I_3 практически не увеличивается с уменьшением сопротивления заземлителя. Такое условие выполняется в сетях типа IT, напряжением до 1 кВ, так как в них ток замыкания на землю в основном определяется

сопротивлением изоляции проводов относительно земли, которое значительно больше сопротивления заземлителя.

Область применения защитного заземления:

- электроустановки напряжением до 1 кВ в трехфазных трехпроводных сетях переменного тока с изолированной нейтралью (система IT);
- электроустановки напряжением до 1 кВ в однофазных двухпроводных сетях переменного тока изолированных от земли;
- электроустановки напряжением до 1 кВ в двухпроводных сетях постоянного тока с изолированной средней точкой обмоток источника тока (система IT);
- электроустановки в сетях напряжением выше 1 кВ переменного и постоянного тока с любым режимом нейтрали или средней точки обмоток источников тока.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Развитие микропроцессорной техники и ее применение в производстве электрической энергии позволило повысить надежность и качество работы объектов энергетики и энергосистем. В связи с этим существенное развитие получила релейная защита. Цифровые терминалы позволяют контролировать режимы работы и выполняют полноценную защиту любого электроэнергетического оборудования при аварийных и ненормальных режимах работы, имеют стабильные характеристики, упрощают настройку и выполнение защит, работают в составе систем АСУ предприятий.

К релейной защите генераторов предъявляются высокие требования по быстродействию при КЗ в генераторе и на его выводах. Релейная защита должна обеспечивать работу генератора на предельных тепловых характеристиках изоляции обмоток при внешних КЗ или в режиме перегрузок. Изоляция обмоток генераторов средней мощности составляет 50 - 60% от стоимости машины. Поэтому аварийные режимы, связанные с повреждением изоляции обмоток генератора приводят к дорогостоящим ремонтным работам. Быстрое отключение генератора при внутренних КЗ минимизирует разрушения в генераторе и не приводит к выпадению из синхронизма параллельно работающим исправным машин, развалу энергосистемы. При правильной работе защит генераторы работают без недопустимых режимов и перегрузок.

Учитывая актуальность проблемы, данный раздел посвящен защите генератора средней мощности работающего на шины генераторного напряжения и защите трансформатора с расщепленной обмоткой. Цифровая защита, предлагаемая к установке Sepam 80, производства Schneider Electric.

6.1 Релейная защита турбогенератора

6.1.1 Продольная дифференциальная защита от междуфазных КЗ

Продольная дифференциальная защита (ДЗ) является основной защитой генератора и относится к защитам с абсолютной селективностью. В зону действия этой защиты входит вся статорная обмотка и выводы защищаемого

синхронного генератора. Продольная ДЗ работает без выдержки времени. Это уменьшает разрушения в генераторе при междуфазных КЗ, обеспечивает устойчивость параллельно работающих синхронных машин и минимизирует длительность переходного процесса в сети.

ПУЭ требует обеспечить ток срабатывания продольной ДЗ генераторов не более:

$$I_{C.3.} = 0,5 \div 0,6 I_{НОМ.ГЕН} \quad (123)$$

$$I_{C.3.} = 0,5 \cdot 6,873 = 3,392 \text{ кА}$$

Наряду с этим продольная ДЗ является резервом при отказе защиты от двойных замыканий на землю для генераторов, работающих на сборные шины. Для минимизации разрушений в генераторах, связанных с двойными КЗ на землю, и отстройки этой защиты от ложных срабатываний, ток срабатывания защиты от двойных КЗ на землю принимают [12]:

$$I_{C.3.}^{(2)} = 100 \text{ А} \quad (124)$$

Полученное значение $I_{C.3.} = 3,392 \text{ кА}$ в 34 раза превышает уставку (124), что не позволяет с помощью продольной дифференциальной защиты обеспечить надежное резервирование от двухфазных повреждений на землю. Поэтому ток ДЗ для синхронного генератора должен составлять

$$I_{C.3.} = 0,2 \div 0,3 I_{НОМ.ГЕН} \quad (125)$$

Условие (125) позволяет уменьшить мертвую зону защиты при резервировании.

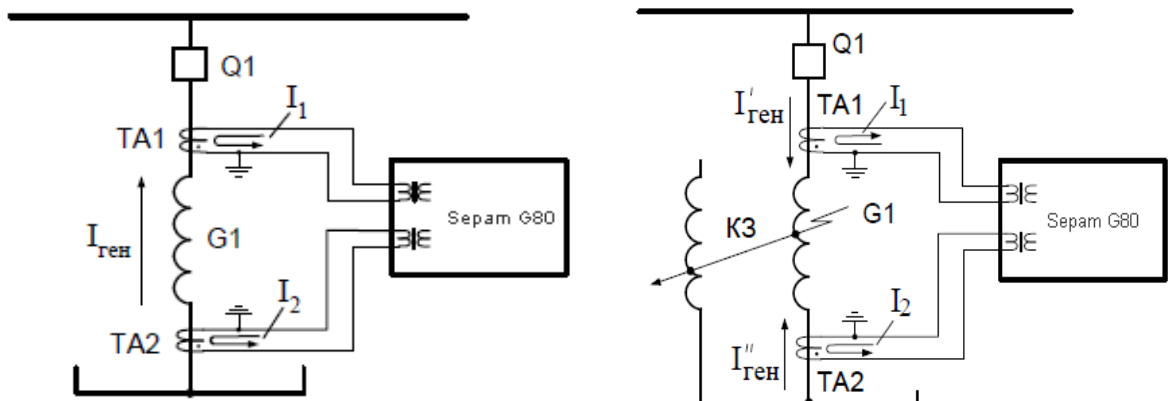


Рисунок 21 – а) Работа ДЗ при отсутствии КЗ; б) Работа ДЗ при междуфазном КЗ в статорной обмотке генератора

Для защиты синхронных генераторов от междуфазных КЗ применяется продольная ДЗ с торможением. При отсутствии в генераторе междуфазных КЗ значение рабочего тока $I_{\text{раб}}$ всегда будет меньше тока торможения $I_{\text{торм}}$. Соотношение $I_{\text{торм}} > I_{\text{раб}}$ обеспечивает работу защиты в зоне ее несрабатывания.

При междуфазном КЗ в статорной обмотке генератор начинает потреблять ток $I'_{\text{ген}}$ от исправных параллельно работающих генераторов в точку КЗ, и ток, протекающий по трансформатору ТА1 изменяет направление (Рисунок 21, б). Рабочий ток продольной ДЗ вычисляется как геометрическая сумма векторов токов I_1 и I_2 . Ток торможения $I_{\text{торм}}$ вычисляется как геометрическая полуразность векторов токов I_1 и I_2 . При междуфазном КЗ в статорной обмотке генератора значение рабочего тока $I_{\text{раб}}$ всегда будет больше тока торможения $I_{\text{торм}}$. Соотношение $I_{\text{торм}} < I_{\text{раб}}$ обеспечивает работу продольной защиты в зоне срабатывания, и защита срабатывает на отключение поврежденного генератора без выдержки времени.

Рассчитаем параметры характеристики продольной дифференциальной защиты. Характеристика состоит из трех областей: 1 участок, 2 участок и 3 участок. Выполним построение первого и третьего участков.

На первом участке характеристика продольной ДЗ в области токов торможения защиты меньше $I_{\text{ном.ген}}$, коэффициент торможения принимают равным $k_{\text{торм}} = 0$, и продольная ДЗ работает без торможения. В этом случае ток срабатывания продольной ДЗ определяется из выражения:

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{РАБ.мин}} + k_{\text{ТОРМ}} I_{\text{ТОРМ}} \quad (126)$$

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{РАБ.мин}}$$

Такой режим обеспечивает высокую чувствительность защиты при:

- вводе генератора в работу и при междуфазном КЗ в статорной обмотке генератора, входной ток продольной ДЗ будет задаваться одним током $I'_{\text{ген}}$, то есть током трансформатора ТА2 (рисунок 21, б). В этом режиме значение $I_{\text{раб}}$ будет равно току I_2 , а ток торможения равен половине I_2 ;

- внутренних междуфазных КЗ на генераторе, работающем на нагрузку.

Значение $I_{РАБ.min}$ - определяется следующим образом:

$$I_{РАБ.min} = (k_{одн} k_{пер} \varepsilon_* + \delta_* + \gamma_*) I_{НОМ.ГЕН} \quad (127)$$

где $k_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ ДЗ, для однотипных принимают 0,5;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий дополнительную погрешность трансформаторов тока в переходном процессе (принимают равным 2);

$\varepsilon_* = 0,1$ - полная погрешность ТТ каждого из плеч дифференциальной защиты;

$\delta_* = 0,05$ - приведенная погрешность измерения токов терминалом «Seram G80»;

$\gamma_* = 0,025$ - значение технологического запаса принимают как $\delta_* / 2$.

$$I_{РАБ.min} = (0,5 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,025) I_{НОМ.ГЕН} = 0,175 I_{НОМ.ГЕН} \quad (128)$$

Принимаем $I_{РАБ.min} = 0,2 I_{НОМ.ГЕН}$, тогда:

$$I_{РАБ.min} = 0,2 \cdot 6,873 = 1,375 \text{ кА}$$

Значение $I_{раб.min}$ изобразим в виде т.А на характеристике, приведенной на рисунке 22. Конечной точкой первого участка характеристики является т. В. Согласно выражению (128) точка В будет соответствовать току торможения равному $I_{НОМ.Г}$.

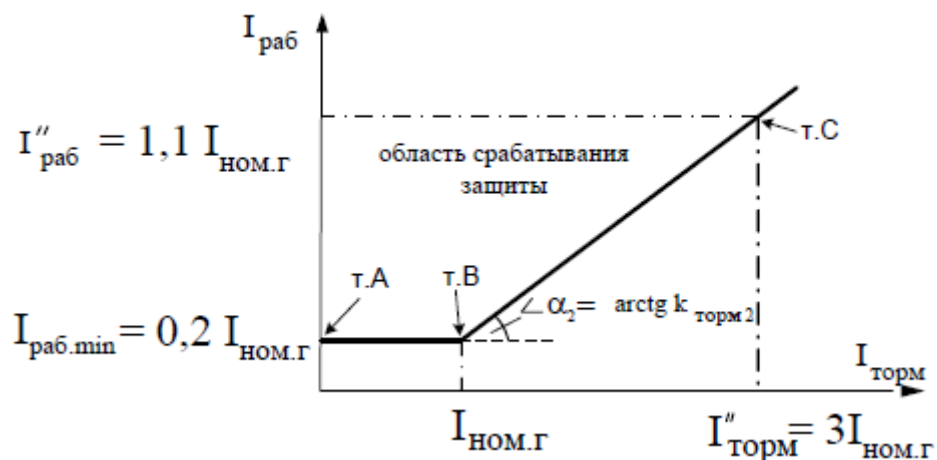


Рисунок 22 – Характеристика продольной ДЗ при введении в работу первого и третьего участка защиты

Предполагая, что на третьем участке характеристики погрешность трансформаторов тока продольной ДЗ не превышает 30% с учетом влияния тока апериодической составляющей при внешнем междуфазном КЗ ($\varepsilon_{*2} < 0,3$). Определим коэффициент торможения третьего участка характеристики защиты:

$$k_{ТОРМ.2} = \frac{\varepsilon_{*2}}{1 - \varepsilon_{*2}} \quad (129)$$

$$k_{ТОРМ.2} = \frac{0,3}{1 - 0,3} = 0,428$$

Утверждаем $k_{ТОРМ.2} = 0,45$.

Следующим уравнением определим значение рабочего тока $I''_{РАБ}$ при $I''_{ТОРМ.} = 3 I_{НОМ.Г}$:

$$\frac{I''_{РАБ} - 0,2 I_{НОМ.Г}}{3 I_{НОМ.Г} - I_{НОМ.Г}} = k_{ТОРМ.2} \quad (130)$$

Решив это уравнение относительно $I''_{РАБ}$, получим:

$$I''_{РАБ} = 1,1 I_{НОМ.Г} \quad (131)$$

$$I''_{РАБ} = 1,1 \cdot 6,873 = 7,56 \text{ кА}$$

Отложим эту точку (т. С) на характеристике защиты (рисунок 21). Проведя прямые линии на рисунке через точки А, В и С получим характеристику первого и третьего участков продольной ДЗ.

Построим второй участок защиты. Для повышения чувствительности защиты наклон второго участка характеристики должен быть минимально возможным. Будем считать, что полная погрешность трансформаторов тока на втором участке характеристики продольной ДЗ не превышает 10%. Определим значение коэффициента торможения $k_{ТОРМ.1}$ для второго участка характеристики:

$$k_{ТОРМ.1} = \frac{0,1}{1 - 0,1} = 0,111$$

Принимаем $k_{ТОРМ.1} = 0,12$.

Выберем начало второго участка характеристики при значении тока

торможения:

$$I_{ТОРМ.min} = 0.2I_{НОМ.Г} \quad (132)$$

Составим систему уравнений для определения значений $I'_{раб}$ и $I'_{торм}$ характеристики продольной ДЗ:

$$\begin{cases} \frac{I'_{РАБ} - I_{РАБ.min}}{I'_{ТОРМ} - I_{ТОРМ.min}} = k_{ТОРМ.1} \\ \frac{I'_{РАБ} - I_{РАБ.min}}{I'_{ТОРМ} - I_{ТОРМ.min}} = k_{ТОРМ.2} \end{cases} \quad (133)$$

$$\begin{cases} \frac{I'_{РАБ} - 1,375}{I'_{ТОРМ} - 1,375} = 0,12 \\ \frac{I'_{РАБ} - 1,375}{I'_{ТОРМ} - 1,375} = 0,45 \end{cases}$$

Откуда получим:

$$I'_{ТОРМ} = 1,29I_{НОМ.Г}$$

$$I'_{ТОРМ} = 1,29 \cdot 6,873 = 8,87 \text{ кА}$$

$$I'_{РАБ} = 0,33I_{НОМ.Г}$$

$$I'_{РАБ} = 0,33 \cdot 6,873 = 2,27 \text{ кА}$$

По результатам расчетов построим характеристику продольной дифференциальной защиты генератора, представленную на рисунке 23.

Чувствительность продольной ДЗ проверяют при двухфазном КЗ на верхних выводах защищаемого генератора (в режиме одиночно работающего генератора на холостом ходу) и в режиме самосинхронизации [12], он должен быть не более $K_{ч} \geq 2$.

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{С.З.}} \quad (134)$$

$$k_{ч} = \frac{30,92}{1,375} = 22,5$$

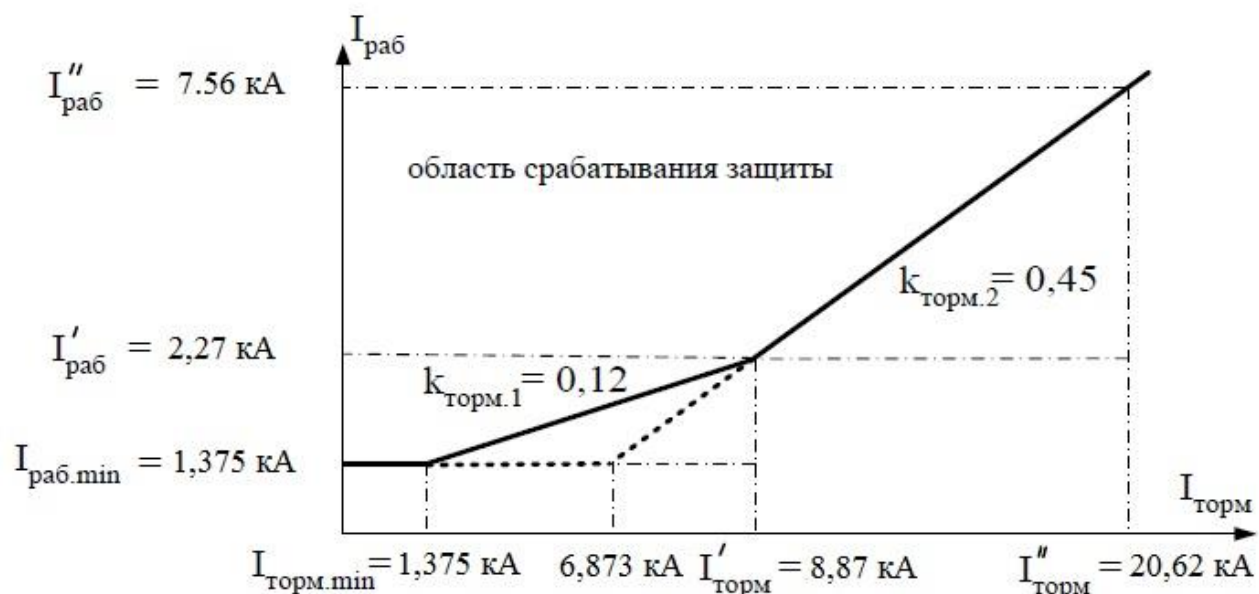


Рисунок 23 – Расчетная характеристика продольной дифференциальной защиты терминала Seram G80

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности. Защита действует без выдержки времени на отключение генераторного выключателя, гашение поля, включение АГВ, останов турбины.

6.1.2 Защита от витковых КЗ в статорной обмотке

Поперечная дифференциальная защита (ДЗ) предназначена для защиты генератора от витковых КЗ в обмотке статора и работает без выдержки времени. Защита устанавливается при соединении статорных обмоток генератора по схеме "двойная звезда". Схема выполнения поперечной ДЗ приведена на рисунке 24.

При отсутствии в генераторе витковых КЗ через обмотку трансформатора тока поперечной ДЗ *ТА7* протекает ток небаланса.

При витковом КЗ в одной из фаз, например фаза А, происходит нарушение баланса напряжений $E_{A1} \ll E_{A2}$. Уравнительный ток $I_{КЗ}$, который протекает через статорные обмотки генератора фазы А и трансформатор тока *ТА7*, вызывает срабатывание поперечной ДЗ. Значение тока $I_{КЗ}$ зависит от количества замкнутых витков и его можно определить из выражения:

$$I_{КЗ} = \frac{E_{A1} - E_{A2}}{x_{A1} - x_{A2}} \quad (135)$$

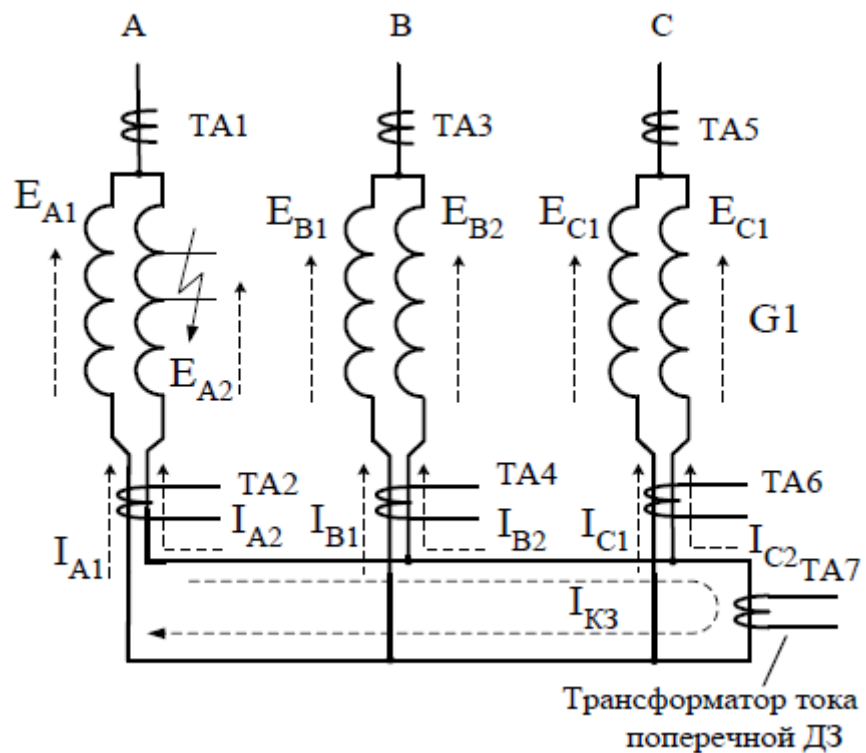


Рисунок 24 – Схема выполнения поперечной ДЗ

Правильно настроенная поперечная ДЗ должна быть отстроена:

- от токов небаланса на частоте первой гармоники при холостом ходе генератора;
- от токов небаланса на частоте третьей гармоники;
- от токов небаланса, связанных с неравенством сопротивлений статорных обмоток генератора при работе генератора на внешнее КЗ.

Поперечная ДЗ цифрового терминала «Seram G80» имеет полосовой фильтр, работающий в полосе частот 45 – 53 Гц. Фильтр выделяет из входного тока терминала сигнал на частоте первой гармоники и минимизирует влияние токов небаланса на частоте третьей гармоники.

Перед первым включением генератора, для обеспечения грубой защиты от витковых КЗ, на терминале выставляется уставка срабатывания поперечной ДЗ:

$$I_{C.3} = (0,15 \div 0,2) I_{НОМ.Г} \quad (136)$$

$$I_{C.3} = 1,03 \text{ кА}$$

В дальнейшем это значение уставки корректируется. Значение уставки

срабатывания поперечной ДЗ, с учетом тока небаланса, может лежать в диапазоне $(0,05 - 0,1) I_{\text{ном.ген}}$.

При использовании поперечной ДЗ допускается ее неселективное действие при междуфазных КЗ в генераторе и двойных замыканиях на.

К недостатку вышеприведенной поперечной ДЗ следует отнести наличие небольшой «мертвой» зоны при малом количестве замкнутых витков.

6.1.3 Защита генераторов от однофазных замыканий на землю

Защита генераторов от ОЗЗ, работающих в сети с компенсацией емкостного тока ОЗЗ, выполняется с измерением суммы токов высших гармоник в полосе частот 150 – 750 Гц. Защита выполняется с действием на сигнал. Время работы генератора в режиме ОЗЗ не должно превышать двух часов. Компенсация емкостного тока ОЗЗ выполняется дугогасящим реактором, включенным между землей и нейтралью специального трансформатора.

В защите предусмотрен режим блокировки, выводящий ее из действия при внешних КЗ. Это связано с насыщением и увеличением тока небаланса ТНПШ, что может привести к излишнему срабатыванию защиты от ОЗЗ.

Для турбогенераторов малой и средней мощности напряжение на частоте третьей гармоники составляет 2,5 - 3 % от напряжения на частоте первой гармоники. Значение тока ОЗЗ на частоте 150 Гц, при работе генератора в сети с компенсированной нейтралью будет составлять 2,5 - 3 % от емкостного тока на частоте 50 Гц. Максимальное значение суммарного тока высших гармоник в полосе частот 150 - 750 Гц соизмеримо с током ОЗЗ на частоте 150 Гц. Поэтому собственное значение емкостного тока однофазного замыкания на землю генераторного присоединения должно быть не более 5 - 6% от тока ОЗЗ на частоте 50 Гц.

С учетом отстройки срабатывания защиты от собственного емкостного тока генератора на частоте высших гармоник, ток срабатывания может быть рассчитан:

$$I_{C.3} = 0,06 \left[\frac{k_{omc}}{k_6} (k_{op} I_{C2} + 1,5 I_{H.B}) \right] \quad (137)$$

в выражении (137) $k_{onc} = 1,2-1,3$ -коэффициент отстройки. При малых значениях измеряемых токов коэффициент возврата защиты от ОЗЗ кВ терминала «Серат G80» принимается равным 0,92.

Ток срабатывания определим при $I_{НБ.П} = 1,5 \text{ А}$ [21], емкость обмотки статора по отношению к земле, для ТВФ-120-2: $C_r = 0,25 \text{ мкФ/ фаза}$.

Следует вычислить значение I_{C_r} по выражению:

$$I_{C_r} = 3\omega C_r \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}} 10^{-6} \text{ А} \quad (138)$$

$$I_{C_r} = 3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,24 \frac{10,5}{\sqrt{3}} 10^{-6} = 1,37 \text{ А}$$

$$I_{C.3} \geq 0,06 \left[\frac{1,2}{0,92} (1,2 \cdot 1,37 + 1,5 \cdot 1,5) \right] = 0,305 \text{ А}$$

Следовательно, уставку по току срабатывания защиты принимаем $I_{C.3} = 0,31 \text{ А}$. Выбранное значение тока пуска защиты от ОЗЗ составляет 22,3% от значения тока $I_{C_r} = 1,37 \text{ А}$ на частоте 50 Гц. При выполнении этой защиты значение токов высших гармоник генератора должно быть уточнено по параметрам спектрального состава напряжения защищаемого генератора. Время срабатывания защиты на сигнал должно составлять $t_{c.3} = 0,5 - 1 \text{ с}$.

6.1.4 Защита от двойных замыканий на землю

Защита действует при двойных КЗ на землю, когда одно замыкание возникает в сети, на которую работает генератор, а второе – в статорной обмотке защищаемого генератора, рисунок 25. Защита работает без выдержки времени. Защита действует на отключение генератора, гашение поля, пуск УРОВ и останов турбины.

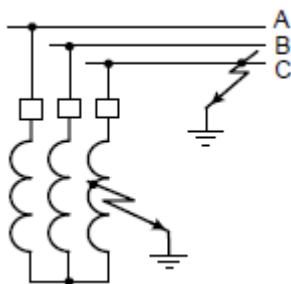


Рисунок 25 – Двойное замыкание на землю в разных точках сети

Защита работает в двух режимах:

- значение тока нулевой последовательности вычисляется из значений токов трех фаз, этот режим применяется при глубоком насыщении ТНПШ при двойных КЗ на землю;

- значение тока нулевой последовательности измеряется с помощью трансформатора тока нулевой последовательности.

Рекомендованное значение уставки [12]:

$$I_{c.3} = 100 \text{ A} \quad (139)$$

Такое значение уставки обеспечивает высокую чувствительность и селективность защиты, а также минимизирует разрушения генератора при двойных КЗ на землю.

6.1.5 Защита от симметричных перегрузок статорных обмоток генератора

Защита от симметричных перегрузок генератора имеет две ступени срабатывания по времени:

- 1 ступень с действием на сигнал;
- 2 ступень действует на отключение генератора, УРОВ и гашение поля.

Ток срабатывания защиты от симметричных перегрузок определяется из формулы:

$$I_{c.3} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{НОМ.Г} \quad (140)$$

где $k_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата.

$$I_{c.3} = \frac{1,05}{0,95} 6,873 = 7,63 \text{ кА}$$

Время срабатывания первой ступени защиты с действием на сигнал задается персоналом из диапазона $t_{c.3} = 30-60$ с.

Время срабатывания второй ступени защиты с действием на отключение генератора с учетом термической стойкости обмотки генератора определяется из выражения:

$$t_{c.3} = \frac{A}{I_*^2 - 1} \quad (141)$$

где $I_* = 1,1$ - кратность тока;

$A = 80$ - тепловая постоянная охлаждения статорной обмотки для генераторов типа ТВФ.

$$t_{c.3} = \frac{80}{1,1^2 - 1} = 381 \text{ с} \approx 6,4 \text{ мин}$$

При защите турбогенераторов вторая ступень защиты от симметричных перегрузок блокируется пуском защиты от асинхронного режима - потери возбуждения, при условии, что при асинхронном режиме выполнена разгрузка генератора. В этом случае, функция отключения генератора при симметричной перегрузке лежит на второй ступени защиты от асинхронного режима.

Вторая ступень защиты от асинхронного режима действует на отключение турбогенератора, УРОВ и останов турбины.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением статорных обмоток допустимое время стационарного асинхронного режима $t_{c.3} = 15$ мин.

6.1.6 Максимальная токовая защита генератора с коррекцией по напряжению

Максимальная токовая защита с коррекцией по напряжению выполняет функцию защиты от внешних и внутренних КЗ генератора. Выполнение МТЗ с коррекцией по напряжению позволяет обеспечить высокую чувствительность защиты от междуфазных КЗ. Значение уставки уменьшается при снижении напряжения на выводах защищаемого генератора менее $0,8U_{\text{ном.г}}$.

МТЗ с коррекцией по напряжению резервирует действие продольной дифференциальной защиты при пуске генератора и обеспечивает защиту генератора при наличии междуфазных КЗ за трансформаторами тока продольной ДЗ, то есть до его включения на сборные шины.

Корректируемый порог срабатывания защиты по току на интервале напряжений от $(0,2 - 0,8)U_{\phi}/U_{\text{ном}}$, определяется из следующего уравнения:

$$I_{*C.3} = \frac{1,3I_{НОМ.Г}}{3} \left(4 \frac{0,6U_{\phi}}{U_{НОМ.Г}} - 0,2 \right) \quad (142)$$

где $I_{*C.3}$ - скорректированное значение уставки тока срабатывания МТЗ;

$\frac{0,6U_{\phi}}{U_{НОМ.Г}}$ - отношение наименьшего фазного напряжений на выводах генератора к номинальному напряжению генератора, с учетом условий самозапуска.

$$I_{*C.3} = \frac{1,3 \cdot 6,873}{3} \left(4 \frac{0,6 \cdot 6,1}{10,5} - 0,2 \right) = 3,56 \text{ кА}$$

На интервале фазных напряжений от $(0 - 0,2)U/U_{НОМ}$ уставку срабатывания МТЗ принимают:

$$I_{C.3}^* = 0,2I_{*C.3} \quad (143)$$

$$I_{C.3}^* = 0,2 \cdot 3,56 = 0,712 \text{ кА}$$

При фазных напряжениях выше $0,8U_{НОМ}$ уставка срабатывания МТЗ становится равной:

$$I_{0,8C.3}^* = I_{*C.3} \quad (144)$$

$$I_{0,8C.3}^* = 3,56 \text{ кА}$$

Защита работает в двух режимах:

- при вводе генератора в работу (генератор отключен выключателем от сборных шин генераторного напряжения);
- при работе генератора на нагрузку.

При вводе генератора в работу защита имеет независимую характеристику и работает с выдержкой времени на ступень селективности больше времени срабатывания продольной ДЗ: $t_{C.3} = 0,4 - 0,5$ с. Уставку по току срабатывания защиты принимают:

$$I_{C.3} = 0,5I_{НОМ.Г} \quad (145)$$

$$I_{C.3} = 0,5 \cdot 6,873 = 3,44 \text{ кА}$$

То есть при КЗ на выводах защищаемого генератора, за трансформаторами тока продольной ДЗ, защита сработает со скорректированным значением уставки по току:

$$I_{с.з}^* = 0,1 I_{НОМ.Г} \quad (146)$$

$$I_{с.з}^* = 0,1 \cdot 6,783 = 0,678 \text{ кА}$$

При работе турбогенератора на сборные шины генераторного напряжения время действия защиты выбирается на ступень селективности, $\Delta t=0,3$, выше времени срабатывания основной защиты генератора от внешних междуфазных КЗ и защит всех присоединений от междуфазных КЗ, подключенных к сборным шинам генераторного напряжения.

Уставка по току срабатывания защиты определяется из выражения (146) предполагая, что при напряжении $U_{Г} = 0,6 U_{НОМ.Г}$ – установившееся значение тока, выдаваемого генератором, может не превысить $0,9 I_{НОМ.Г}$, с учетом ОКЗ защищаемого генератора:

$$I_{с.з} \geq \frac{3I_{с.з}^*}{4 \frac{U_{Г}}{U_{НОМ.Г}} - 0,2} = \frac{3 \cdot 0,9 \cdot I_{НОМ.Г}}{4 \frac{0,6U_{НОМ.Г}}{U_{НОМ.Г}} - 0,2} \quad (147)$$

$$I_{с.з} \geq \frac{3 \cdot 0,9 \cdot 6,873}{4 \frac{0,6 \cdot 10,5}{10,5} - 0,2} = \frac{18,557}{2,2} = 8,44 \text{ кА}$$

Полученное значение уставки должно быть меньше уставки срабатывания по току МТЗ с пуском по напряжению:

$$I_{с.з}^{МТЗ} = 1,3 I_{НОМ.Г} \quad (148)$$

$$I_{с.з}^{МТЗ} = 1,3 \cdot 6,873 = 8,94 \text{ кА}$$

Условие выполняется, уставка защиты рассчитана верно.

6.1.7 Защита генератора от асинхронного режима

В комплект защит генератора «Seram G80» входят основная и дополнительная защиты от асинхронного режима. Защита от асинхронного режима вводится в работу после включения генератора в сеть.

Основная защита выполнена на основе реле сопротивления, имеет две

ступени срабатывания по времени. Характеристика области срабатывания основной защиты, показана на рисунке 26, выполнена в виде окружности, расположенной симметрично относительно мнимой оси и проходит через точки с координатами на мнимой оси [21]:

$$(0,3 \div 0,5)x_d'' \quad (149)$$

$$(1,1 \div 1,4)x_d \quad (150)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора;

x_d - индуктивное сопротивление прямой последовательности генератора.

т. А: $0,5 \cdot 0,205 = 0,103 \text{ о.е.}$

т. Б: $1,4 \cdot 1,907 = 2,67 \text{ о.е.}$

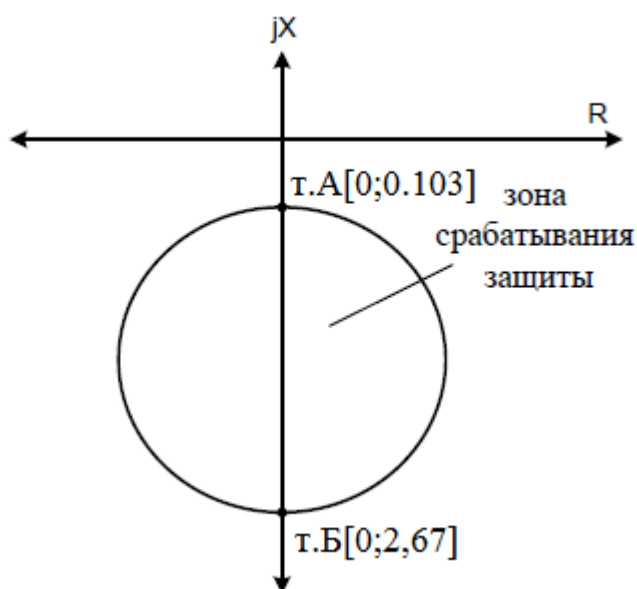


Рисунок 26 – Характеристика срабатывания защиты от асинхронного режима

Первая ступень основной защиты от асинхронного режима работает на сигнал и разгрузку генератора по мощности до $(0,4 - 0,7)P_{\text{ном.ген}}$. Время срабатывания первой ступени основной защиты на сигнал и разгрузку генератора задают:

$$t_{c.з} = 1,5 \div 2 \text{ с} \quad (151)$$

При стационарном асинхронном режиме ток статорной обмотки

турбогенератора не должен превышать $1,1I_{\text{НОМ.ГЕН}}$, а напряжение на выводах генераторов $U_{\Gamma} = 0,7 U_{\text{НОМ.ГЕН}}$ [12].

Уставку срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения, защита действует поочередно на первые три очереди отключения фидеров и разгрузку генератора, принимают:

$$U_{C.3} = 0,95U_{\text{НОМ.Г}} \quad (152)$$

$$U_{C.3} = 0,95 \cdot 10,5 = 9,98 \text{ кВ}$$

Данное значение уставки по напряжению позволяет удержать в синхронизме исправные синхронные генераторы, не прибегая к длительному режиму форсировки возбуждения параллельно работающих генераторов.

Первая ступень защиты минимального напряжения выполняет отключение очередей (фидеров) с выдержками времени:

$$t_{C.3} = 2 \div 4 \text{ с} \quad (153)$$

Уставку срабатывания второй ступени защиты минимального напряжения (защита действует на отключение генератора, УРОВ и останов турбины) принимают:

$$U''_{C.3} \geq (0,86 \div 0,87)U_{\text{НОМ.Г}} \quad (154)$$

$$U''_{C.3} \geq (0,86 \div 0,87) \cdot 10,5 = 9,03 - 9,14 \text{ кВ}$$

Выдержка времени при этом составит:

$$t''_{C.3} = 15 \div 18 \text{ с} \quad (155)$$

из условия, что максимальное время режима форсировки возбуждения параллельно работающих генераторов с непосредственным охлаждением составляет 20 с.

При выполнении защиты используется логический элемент «И», 1 и 2 ступени защиты минимального напряжения пускаются при срабатывании реле сопротивления – защиты от асинхронного режима.

Время срабатывания второй ступени защиты от асинхронного режима

выбирается по условиям термической стойкости изоляции роторных и статорных обмоток синхронных генераторов. Допускается 15 – минутный стационарный асинхронный режим для генераторов с непосредственным охлаждением при условии, что $I_T \leq 1,1 I_{\text{НОМ.ГЕН}}$ [12]:

$$t_{\text{с.з}} \leq 15 \text{ мин} \quad (156)$$

Сигнал «пуск» основной защиты от асинхронного режима должен формировать сигналы блокировки:

- блокируется область взаимного наложения характеристики резервной защиты минимального полного сопротивления (ANSI 21) от внешних КЗ на характеристику основной защиты от асинхронного режима;

- блокируется действие защиты от симметричных перегрузок.

6.1.8 МТЗ от несимметричных перегрузок и КЗ

МТЗ от несимметричных перегрузок и несимметричных внешних КЗ имеет четыре ступени. Для защиты генераторов мощностью до 160 МВт третья ступень защиты выполняется с независимой характеристикой [12].

Четвертая ступень защиты действует на сигнал. Уставка срабатывания этой ступени выбирается из условия:

$$I_{2^* \text{с.з}} = (0,05 - 0,06) I_{\text{НОМ.Г}} \quad (157)$$

$$I_{2^* \text{с.з}} = 0,05 \cdot 6,873 = 0,344 \text{ кА}$$

При выполнении третьей ступени защиты с независимой характеристикой защита действует с выдержкой времени $t_{\text{с.з.}} = 40 \text{ с}$. Уставка срабатывания этой ступени выбирается из условия:

$$I_{2^* \text{с.з}} = 0,25 I_{\text{НОМ.Г}} \quad (158)$$

$$I_{2^* \text{с.з}} = 0,25 \cdot 6,873 = 1,72 \text{ кА}$$

Третья ступень защиты от несимметричных перегрузок действует на отключение генератора, гашение поля, пуск УРОВ, останов турбины.

Вторая ступень защиты от несимметричных режимов работы генератора не требуется, так как она должна срабатывать при двухфазном КЗ на выводах

обмотки высшего напряжения повышающего трансформатора.

Первая ступень защиты – отсечка, должна срабатывать при двухфазном КЗ на выводах защищаемого генератора. Уставка срабатывания первой ступени защиты от несимметричных режимов выбирается из выражения:

$$I_{2c.з.} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{(1,2 \div 1,5)} \quad (159)$$

$$I_{2c.з.} = \frac{30,92}{1,5} = 20,6 \text{ кА}$$

Время действия первой ступени защиты от несимметричных режимов работы генератора $t_{c.з.} \leq 0,1$ с.

6.1.9 Резервная защита минимального полного сопротивления генератора работающего на сборные шины

Резервная защита от внешних двух- и трехфазных КЗ выполнена на основе реле минимального сопротивления с круговой характеристикой с центром в начале координат на плоскости R/X, рисунок 27.

Работа защиты от междуфазных КЗ основана на вычислении полного междуфазного сопротивления защищаемого генератора.

Защита выполняется с независимой характеристикой. Отключение генератора производится, если одно из трех полных междуфазных сопротивлений сети попадает в зону срабатывания защиты. Зона срабатывания защиты расположена внутри окружности с радиусом $Z_{c.з.}$.

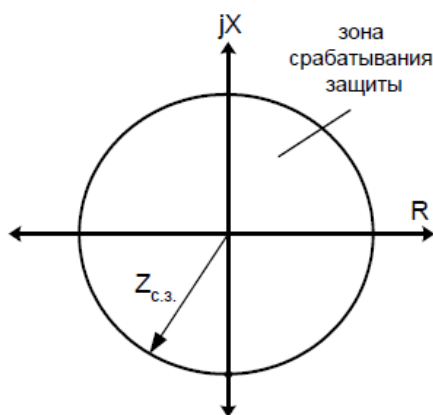


Рисунок 27 – Характеристика срабатывания защиты минимального полного сопротивления

Значение сопротивления между фазами А и В находится из выражения:

$$Z_{AB} = \frac{U_{AB}}{I_A - I_B} \quad (160)$$

где Z_{AB} – полное сопротивление между фазами А и В;

U_{AB} – напряжение между фазами А и В;

I_A и I_B – соответственно токи в фазе А и В.

Аналогичным образом вычисляется сопротивление между фазами А, С и В, С.

Сопротивление срабатывания защиты выбирают по условию отстройки от максимально допустимой нагрузки синхронного генератора:

$$Z_{C.3} \leq \frac{0,95 \cdot U_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 I_{НОМ.Г}} \quad (161)$$

$$Z_{C.3} \leq \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 6,873} = 0,55 \text{ Ом}$$

Время срабатывания защиты выбирается на ступень селективности выше времени основной защиты от внешних междуфазных КЗ и основных защит всех присоединений, подключенных к сборным шинам генераторного напряжения.

Для выполнения требования по селективности область возможного взаимного наложения характеристики срабатывания защиты минимального полного сопротивления и защиты от асинхронного режима блокируется сигналом «пуск» защиты от асинхронного режима.

6.1.10 Устройство резервирования отказа выключателя

Функция УРОВ генератора предназначена для отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя синхронного генератора. УРОВ выполняет контроль тока в защищаемой цепи после сигнала отключения выключателя. При отключении генератора выключателем УРОВ должен зафиксировать нулевое значение тока (при исправном выключателе). Если после выдачи сигнала на отключение выключателя терминал продолжает контролировать ток, отличный от нулевого, на отключаемом присоединении, то с выдержкой времени формируется выходной сигнал УРОВ. Ток пуска УРОВ рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{C.3} = 0,02 \div 0,05 I_{НОМ.Г} \quad (162)$$

Время задержки формирования выходного сигнала УРОВ при срабатывании защит от внешних КЗ определяется из формулы:

$$t_{C.3} = k_H (t_{ВЫК} + \Delta t) \quad (163)$$

где $k_H = 1,3$ – коэффициент надежности;

$t_{ВЫК}$ – время отключения выключателя;

$$t_{C.3} = 1,3(1+0,3) = 1,69 \text{ с}$$

6.1.11 Тепловая защита статорной обмотки генератора

В тепловой защите генератора реализовано моделирование теплового переходного процесса по тепловой модели первого порядка. Режим работы защиты выполнен с возможностью измерения токов прямой и обратной последовательности (влияние токов обратной последовательности задается значением коэффициента k) и учетом температуры охлаждающей среды. Терминал оснащен выносным датчиком для измерения температуры охлаждающей среды.

Защита имеет две ступени: первая действует на сигнал, вторая – на отключение генератора, гашение поля, УРОВ.

6.1.12 Резервная защита генератора от снижения частоты

Защита генератора от снижения частоты резервирует действие устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) не заменяя их функцию. При системных авариях в энергосистеме на данную защиту возлагается обеспечение энергоснабжением собственных нужд электрической станции и ответственных потребителей.

При отключении мощного генератора или станции от энергосистемы возникает дефицит мощности. Снижение частоты в этом случае происходит по экспоненциальной зависимости:

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{k_i} (1 - e^{-\frac{t}{T_j}}) \quad (164)$$

где ΔP – дефицит мощности;

k_i – регулирующий эффект нагрузки;

T_j – постоянная времени энергосистемы. Для турбо- и гидрогенераторов значение постоянной времени T_j лежит в диапазоне 5–10 с.

Критическое значение частоты работающего на нагрузку синхронного турбогенератора тепловой станции составляет 46 Гц. Это обусловлено предельным допустимым снижением производительности электродвигателей системы собственных нужд тепловой электрической станции. Работа генератора на энергосистему с частотой 46 Гц и ниже может привести к остановке генератора. Поэтому работа генератора на энергосистему при частотах 46 Гц и ниже недопустима. Работа генератора на энергосистему с частотой 49 Гц допустима не более 40 с, а с частотой 47 Гц не более 10 с.

График, поясняющий работу очередей резервной защиты, приведен на рисунке 28. Первая ступень резервной защиты генератора с уставкой 46,1 Гц действует на отделение генератора от части потребителей низших категорий и энергосистемы. Первая ступень действует на отключение первой очереди.

Вторая ступень резервной защиты генератора при частоте 46,3 Гц отключает потребителей низших категорий.

Третья ступень резервной защиты генератора при снижении частоты ниже 46,5 Гц отключает всех потребителей, кроме системы собственных нужд электрической станции.

Резервная защита генератора от снижения частоты имеет одну ступень, действующую с выдержками времени. Действия этой ступени предотвращают режим «зависание» частоты генератора после действия стационарной автоматики АЧР.

Четвертая ступень резервной защиты генератора от снижения частоты действует с выдержкой времени 10 – 12 с. Выдержка времени срабатывания четвертой ступени защиты выбрана из условия отказа или неправильного действия АЧР-2 системной автоматики станции.

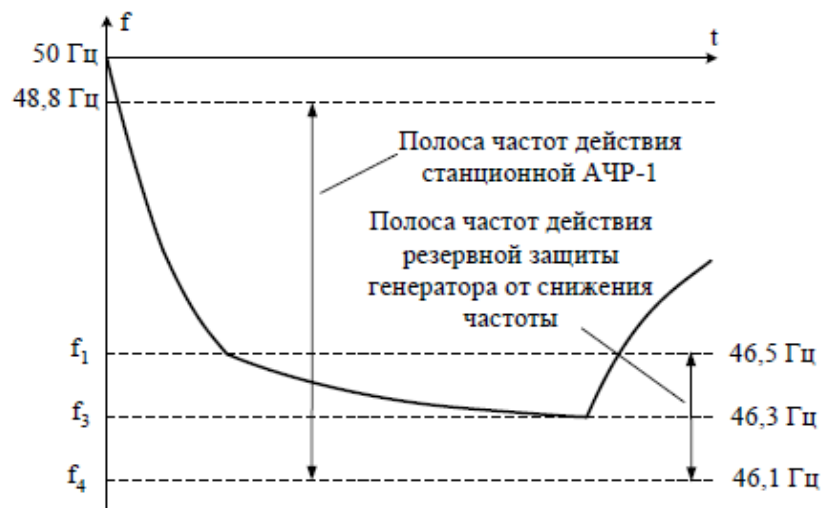


Рисунок 28 – Резервная защита генератора от снижения частоты

После срабатывания четвертой ступени резервной защиты с выдержкой времени 10 с, выполняется отключение последующей очереди и обеспечивается подъем частоты генератора выше значения 47 Гц с шагом отключения последующих очередей с выдержками времени, равными трем постоянным времени генератора T_j .

6.2 Релейная защита трансформатора

Рассмотрим выполнение защит для понижающего трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДЦН-80000/110, мощностью 80 МВА, номинальные напряжения 110/10,5-10,5 кВ. Трансформатор имеет регулирование напряжения под нагрузкой в нейтрали ВН $\pm 16\%$ номинального.

В соответствии с руководством по эксплуатации терминал Seram T82 предназначен для защиты трансформатора и состоит из двух комплектов. Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- токовую защиту нулевой последовательности со стороны ВН;
- максимальные токовые защиты со всех сторон с комбинированным пуском по напряжению сторон (выполняется двухступенчатой);
- защиту от перегрузки со всех сторон;
- реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле минимального напряжения сторон, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- реле максимального напряжения сторон, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ;
- устройство резервирования при отказе выключателя со стороны ВН.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора;
- газовой защиты устройства РПН трансформатора;
- датчиков повышения температуры масла;
- датчиков понижения и повышения уровня масла;
- неисправности цепей охлаждения.

Второй комплект обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, устройства РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле.

6.2.1 Газовая защита

Газовая защита является основной чувствительной защитой от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора, сопровождающихся разложением масла с выделением газа, а также при резком понижении уровня масла.

К достоинствам газовой защиты относятся простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от степени повреждения.

Требования к микропроцессорным устройствам таковы, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого силового оборудования, газовых защит устройства РПН, от технологических защит трансформатора. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от различных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

В шкафах защиты обеспечивается прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора;
- газовой защиты устройства РПН трансформатора.

6.2.2 Продольная дифференциальная защита трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. ДТЗ срабатывает при всех видах КЗ в зоне действия защиты.

Для дифференциальной защиты допускается использование трансформаторов тока, встроенных в вводы силового трансформатора, при наличии защиты, обеспечивающей отключение КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На сегодняшний день в большинстве микропроцессорных защит реализована функция продольной дифференциальной защиты с торможением.

Рассмотрим расчет уставок для продольной ДЗ. Начнем с определения тока КЗ в минимальном режиме за трансформатором. Схема сети и схема замещения на рисунке 29.

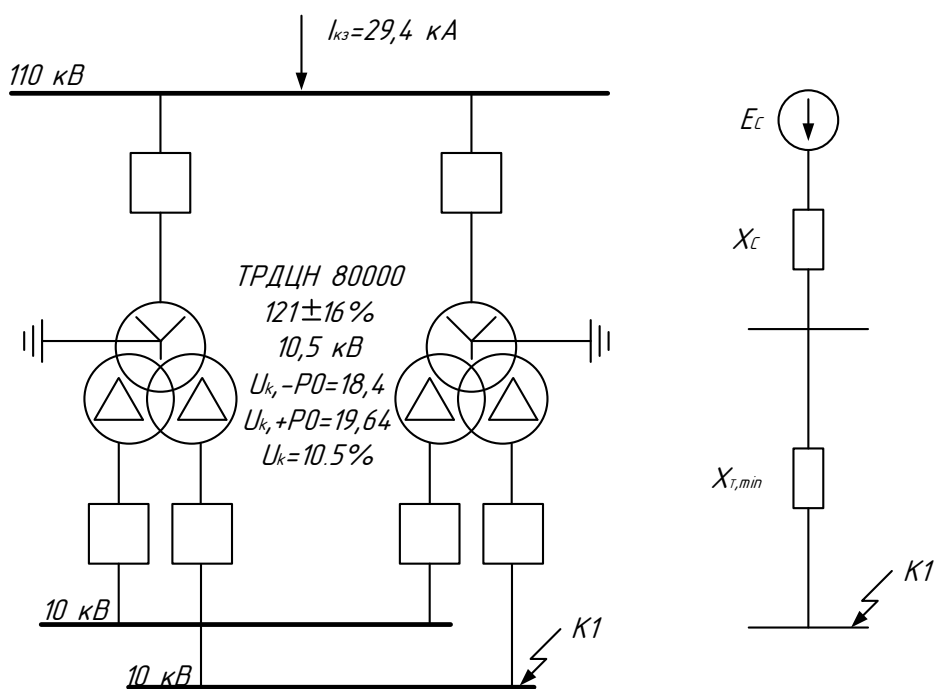


Рисунок 29 - Исходная схема для расчета ДЗ и схема замещения

В минимальном режиме генератор работающий на сборные шины

отключен. Подпитка от линий, защищенных реактором – минимальна. В такой конфигурации сети ток короткого замыкания на стороне ВН не изменится, то есть $I_{C.K3}^{(3)} = I_{C.K3(\min)}^{(3)}$. А на стороне НН требуется рассчитать в соответствие со схемой замещения.

Рассчитаем базисный ток в минимальном режиме. Расчет ведем в ТПОЕ.

$$I_{\sigma.\min} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\min}} \quad (165)$$

где U_{\min} - напряжение НН, соответствующее максимальной отпайке РПН.

$$I_{\sigma.\min} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.91} = 5.29 \text{ кА}$$

Определим сопротивление трансформатора в минимальном режиме:

$$X_{T.\min} = \frac{U_{k.\min\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{H.TP}} \quad (166)$$

$$X_{T.\min} = \frac{19,64 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,491 \text{ о.е.}$$

$$X_{C.\min} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}I_{K3}^{(3)}U_{BH.\min}} \quad (167)$$

где $U_{BH.\min}$ - напряжение соответствующее максимальной отпайке РПН.

$$U_{BH.\min} = U_{BH} (1 + \Delta U_{*PPH}) \quad (168)$$

где ΔU_{*PPH} - максимальное значение напряжения в % от номинального.

$$U_{BH.\min} = 121(1 + 0,16) = 140,4 \text{ кВ}$$

$$X_{C.\min} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 29,4 \cdot 140,4} = 0,014 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma.\min} = X_{C.\min} + X_{T.\min} \quad (169)$$

$$X_{\Sigma.\min} = 0,491 + 0,014 = 0,505 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток трехфазного короткого замыкания будет равен:

$$I_{K3.\min}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\Sigma.\min}} I_{\sigma.\min} \quad (170)$$

$$I_{K3.\min}^{(3)} = \frac{1}{0,505} 5,29 = 10.48 \text{ кА}$$

Согласуем схемы соединения ТТ на всех сторонах трансформатора.

Таблица 34 – Коэффициенты схемы соединения обмоток

Стор.	Наименование	Схема соединения обмоток трансформатора $K_{СХ.ОБМ.СТОП}$	Схема соединения вторичных обмоток ТТ $K_{СХ.ТТ.СТОП}$	Схема включения ТТ на стороне 2 и 3 $K_{ВКЛ.ТТ.СТОП}$	Коэф. трансформации ТТ $K_{ТТ.СТОП}$
1	ВН	$Y(K_{СХ.ОБМ.ВН}=1)$	$Y(K_{СХ.ТТ.ВН}=1)$	-	400/5
2	НН1	$\Delta(K_{СХ.ОБМ.НН1}=\sqrt{3})$	$Y(K_{СХ.ТТ.НН1}=1)$	$K_{ВКЛ.ТТ.НН1}=1$	2500/5
3	НН2	$\Delta(K_{СХ.ОБМ.НН2}=\sqrt{3})$	$Y(K_{СХ.ТТ.НН2}=1)$	$K_{ВКЛ.ТТ.НН2}=1$	2500/5

В зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) параметр «Схема соединения стороны 1/2, 1/3, 2/3» выбирается в соответствии с выражением [19]:

$$K_{СХ.СТОП/НН} = \frac{K_{СХ.ОБМ.СТОП} \cdot K_{СТ.ТТ.СТОП}}{K_{СХ.ОБМ.НН} K_{СХ.ТТ.НН} K_{ВКЛ.ТТ.НН}} \quad (171)$$

где $K_{СХ.ОБМ.СТОП}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки силового трансформатора;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны трансформатора;

Схема соединения вторичных обмоток главных ТТ на стороне НН всегда должна быть по схеме «звезда».

$K_{ВКЛ.ТТ.НН}$ – коэффициент, учитывающий схему включения ТТ НН на линейные/фазные токи. При определении «Схемы соединения стороны» для терминалов защит, принимаем $K_{ВКЛ.ТТ.НН} = 1$, т.е. считается, что ТТ НН всегда устанавливаются за «треугольником».

Тогда, в соответствии с выражением (171):

$$K_{CX.BH/HH1} = K_{CX.BH/HH2} = \frac{K_{CX.OBM.BH} \cdot K_{CT.TT.BH}}{K_{CX.OBM.HH1} K_{CX.TT.HH1} K_{BKL.TT.HH1}} \quad (172)$$

$$K_{CX.BH/HH1} = K_{CX.BH/HH2} = \frac{1 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Первичные токи силового трансформатора составляют:

- на стороне ВН 110 кВ:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{НОМ.ТР.ВН}}{\sqrt{3}U_{ВН}} \quad (173)$$

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382 \text{ A}$$

- на стороне НН1 и НН2 10,5 кВ:

$$I_{НОМ.НН1} = I_{НОМ.НН2} = \frac{S_{НОМ.ТР.НН1}}{\sqrt{3}U_{НН1}} \quad (174)$$

$$I_{НОМ.НН1} = I_{НОМ.НН2} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ A}$$

Определим базисные токи по сторонам:

- на стороне ВН 110 кВ:

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{K_{CX.TT.ВН}}{K_{TT.ВН}} I_{НОМ.ВН} \quad (175)$$

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{1}{400/5} 382 = 4,775 \text{ A}$$

- на стороне НН1 и НН2 10,5 кВ:

$$I_{БАЗ.НН1} = I_{БАЗ.НН2} = \frac{K_{CX.TT.НН1}}{K_{TT.НН1}} I_{НОМ.НН1} \quad (176)$$

$$I_{БАЗ.НН1} = \frac{1}{2500/5} 2199 = 4,398 \text{ A}$$

1) Ток начала торможения ДЗТ:

Ток начала торможения ДТЗ $I_{Т.0}$ задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,60 до 1,00 от $I_{БАЗ}$. ДТЗ $I_{Т.0}$ рекомендуется принимать равным $I_{Т.0} = 1,0$ о.е. [19, п 1.3].

2) Относительный начальный ток срабатывания дифференциальной защиты определяется в соответствии с выражением:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ*} = K_{ОТС} K_{ОДН} K_{ПЕР} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ} I_{Т.0} \quad (177)$$

где $\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной большему значению диапазона регулирования $\Delta U_{РПН} = 0,16$, так как регулирование на стороне ВН (- 16;+16) %;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ.

Принимаем $K_{ОТС} = 1,3$, $K_{ОДН} = 1,0$, $K_{ПЕР} = 2,0$, $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$.

Внешний промежуточный выравнивающий трансформатор или автотрансформатор не используется, поэтому $\Delta f_{ПТТ} = 0$.

Получаем относительный начальный ток срабатывания:

$$I_{Д.0} \geq 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,494 \approx 0,5 \text{ о.е.}$$

3) Коэффициент торможения определяется:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (178)$$

где $I_{НБ}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) I_{СКВ*} \quad (179)$$

где $I_{СКВ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.М.СТОП} K_{СХ.ТТ.СТОП}}{I_{БАЗ.СТОП} K_{ТТ.СТОП}} \quad (180)$$

где $I_{КЗ.М.СТОП} = 29,4$ кА – ток внешнего трехфазного металлического КЗ.

I_T – расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} (I_{СКВ*} - I_{НБ}) \cos \beta} \quad (181)$$

где $\beta = 180 - \alpha$, α – угол между векторами токов $I_{СКВ*}$ и $(I_{СКВ*} - I_{НБ})$. В проектных

расчетах может быть принят: $\beta = (10 \div 20)$.

$$I_{СКВ*} = \frac{29400 \cdot 1}{4,775 \cdot 400 / 5} = 76,96 \text{ А}$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) 76,96 = 29,25 \text{ А}$$

$$I_T = \sqrt{76,96(76,96 - 29,25) \cos 15} = 59,55 \text{ А}$$

Коэффициент торможения задается в относительных единицах в диапазоне от 0,2 до 0,7 с шагом 0,1.

$$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 29,25 - 0,5}{59,55 - 1} = 0,64 \approx 0,7$$

4) Ток торможения блокировки ДТЗ

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки в соответствии с выражением:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} K_{ПРЕД.НАГР} I_{НОМ*} \quad (182)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0: $K_{ПРЕД.НАГР} = 1,8$ – для Т (АТ) средней мощности;

$I_{НОМ*}$ – относительный номинальный ток трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ.НАГР} \cdot K_{СХ.ТТ.ВН}}{I_{БАЗ.ВН} \cdot K_{ТТ.ВН}} \quad (183)$$

$$I_{НОМ*} = \frac{382 \cdot 1}{4,775 \cdot 400 / 5} = 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1 = 1,98 \text{ о.е.}$$

Значение тока торможение блокировки принимаем $I_{Т.БЛ} = 2 \text{ о.е.}$

5) Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы защиты при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора
 $I_{отс*} \geq 6,5;$

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс*} = 1,5 \cdot I_{СКВ*} (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \quad (184)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент учитывающий переходной режим, принимается 3.

$$I_{отс*} = 1,5 \cdot 76,96(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) = 55,4 \text{ о.е.}$$

б) Уровень блокировки по 2ой гармонике

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ, когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока, выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты.

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{бл.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10.

7) Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

На рисунке 30 построена характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты трансформатора.

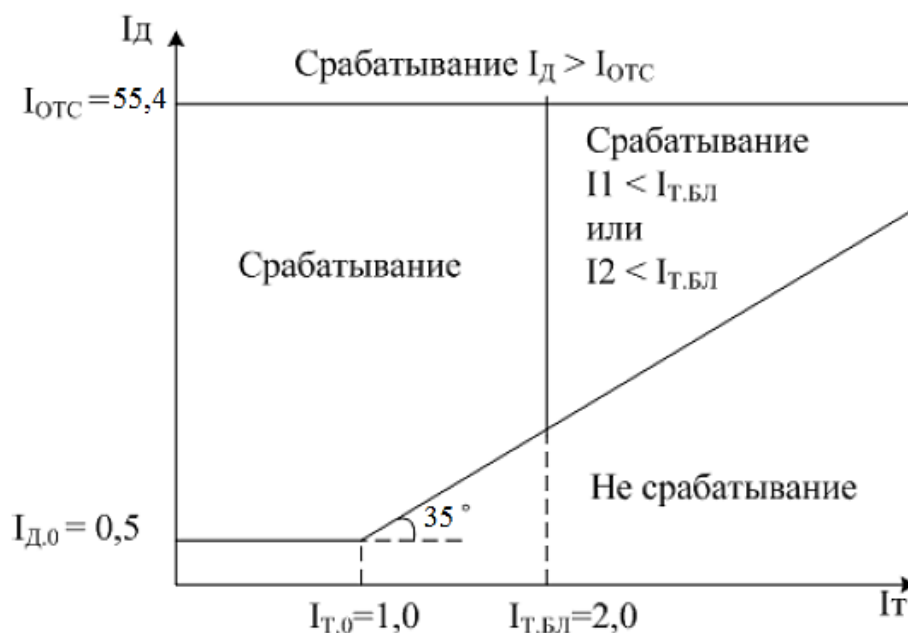


Рисунок 30 – Характеристика срабатывания ДЗТ терминала Seram 80

8) Проверка чувствительности ДЗТ

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{Д.0}} \cdot I_{\text{БАЗ.ВН}} K_{\text{ТТ.ВН}}} \quad (185)$$

Таблица 35 – Коэффициенты чувствительности ДЗТ при различных зонах КЗ

Вид КЗ в защищаемой зоне и режим работы системы	Коэффициент чувствительности ДЗТ	
	$U_{\text{НОМ}} - \Delta U_{\text{РО}}$	$U_{\text{НОМ}}$
Двухфазное КЗ на стороне НН трансформатора Т1 при раздельной работе Т1 и Т2	$\frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 909}{0,5 \cdot 4,775 \cdot 400 / 5} = 4,12$	$\frac{2850}{0,5 \cdot 4,775 \cdot 400 / 5} = 14,92$

Чувствительность обеспечивается с большим запасом во всех режимах и во всем диапазоне изменения токов, так как $K_{\text{ч}} \gg 2$.

6.2.3 Максимальная токовая защита

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах СН и НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению.

При расчете параметров срабатывания измерительных органов и выдержек времени необходимо учитывать, что максимальная токовая защита

должна обеспечивать селективное отключение выключателя ввода только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Кроме того, на трансформаторах с двухсторонним и трехсторонним питанием для обеспечения селективности МТЗ должна быть выполнена направленной.

Параметры срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям:

- а) по согласованию с защитами отходящих элементов сети;
- б) по отстройке от максимального тока нагрузки;

Параметры срабатывания МТЗ проверяют по чувствительности к междуфазным КЗ за трансформатором в минимальном режиме. Коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,5 при выполнении функций основной защиты, и не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования.

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} K_{зап}}{K_B} I_{РАБ.МАХ} \quad (186)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах данный коэффициент может быть принят $K_{зап} = 2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

$$I_{с.звн} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} 382 = 1273 \text{ А}$$

$$I_{с.знн} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} 2199 = 7330 \text{ А}$$

При этом необходимо учесть, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ НН1 и МТЗ НН2 защищаемого трансформатора.

Проверка коэффициента чувствительности производится при

металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_q = \frac{I_{КЗ,МИН}}{I_{УСТ}} \quad (187)$$

где $I_{КЗ,МИН}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{УСТ}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

При КЗ на стороне ВН трансформатора, в случае работы генератора на сборные шины:

$$K_q = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 2,11}{1,273} = 1,43$$

При КЗ на стороне НН трансформатора:

$$K_q = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 10,48}{7,33} = 1,24$$

Для МТЗ которая используется в качестве резервной защиты чувствительность должна быть не менее 1,2, следовательно, уставки защиты удовлетворяют данному условию. Необходимость использования комбинированного пуска по напряжению отсутствует.

Выдержка времени выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, в частности с максимальными токовыми защитами с пуском по напряжению, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ,СМ} + \Delta t \quad (188)$$

где $t_{СЗ,СМ}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

Δt – ступень селективности, может быть принята при согласовании цифровых реле и применении вакуумных или элегазовых выключателей с

полным временем отключения ($0,04 \div 0,05$) секунд можно принимать ступень селективности в диапазоне от 0,15 до 0,30 с.

На отходящих линиях генераторного распределительного устройства согласование требуется с МТЗ и МТО. Время действия МТЗ НН трансформатора составит:

$$t_{сз.нн} = t_{отх.кл} + 0,3 \text{ с} \quad (189)$$

Для МТЗ со стороны ВН трансформатора увеличим выдержку времени на ступень селективности до:

$$t_{сз.вн} = t_{сз.нн} + 0,3 \text{ с} \quad (190)$$

6.2.4 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН.

Отстройка производится от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора данной подстанции по выражению:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{0.нб} \quad (191)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0.нб}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{0.нб} = K_{нб} \cdot I_{расч.уст.кз} \quad (192)$$

где $K_{нб}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным из диапазона от 0,05 до 0,10;

$I_{расч.уст.кз}$ – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{0.нб} = 0,05 \cdot 2110 = 105,5 \text{ А}$$

$$I_{сз} \geq 1,25 \cdot 105,5 = 131,88 \text{ А}$$

Чувствительность измерительного тока нулевой последовательности ТЗНП проверяют по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{0.\text{КЗ.МИН}}}{I_{0.\text{УСТ}}} \quad (193)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3130}{132} = 23,7$$

Согласно ПУЭ при оценке чувствительности резервных защит, осуществляющих ближнее резервирование (рассматривается КЗ на шинах), коэффициенты чувствительности должны быть не менее 1,5.

Выдержка времени токовой защиты нулевой последовательности выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов.

Расчетная величина тока небаланса, используемая для расчета, должна учитывать возможность качаний и асинхронного хода в послеаварийном нагрузочном режиме, если выдержка времени не превышает длительности периода качаний (в ориентировочных расчетах период качаний может быть принят равным 1,5 с).

6.2.5 Защита от перегрузки

Для защиты трансформатора от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора, предусматривается защита от перегрузки.

Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током (фазы А) заданного тока срабатывания $I_{\text{с.з}}$ с выдержкой времени $t_{\text{с.з}}$ и действует на сигнал.

Первичный ток срабатывания отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.СТОП}} = \frac{I_{\text{НОМ.СТОП}} \cdot K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (194)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{\text{ном,стор}}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне (ВН, НН1, НН2 – для трансформатора);

$K_{\text{тт,стор}}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны.

$$I_{\text{зп.вн}} = \frac{382 \cdot 1,05}{400 / 5 \cdot 0,9} = 5,57 \text{ A}$$

$$I_{\text{зп.нн1(нн2)}} = \frac{2199 \cdot 1,05}{2500 / 5 \cdot 0,9} = 5,131 \text{ A}$$

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона от 9,00 до 10,00 с.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Генераторное распределительное устройство – это комплектное РУ, специального назначения. Является одним из основных узлов выдачи электрической мощности Тобольской ТЭЦ.

Номинальное напряжение ГРУ относится к низкому классу и составляет 10 кВ.

К работам на электроустановках допускается следующий электротехнический персонал: административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал. В силу своей деятельности осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт, управление режимом работы электроустановок.

На персонал основное воздействие оказывают физические, психофизиологические опасные и вредные производственные факторы.

Среди физически опасных и вредных производственных факторов стоит выделить:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенная или пониженная ионизация воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенный уровень электромагнитных излучений и полей;
- отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны;

Умственное перенапряжение и перенапряжение анализаторов, а так же эмоциональное перенапряжение комплексно воздействуют на психофизиологическое состояние сотрудников электроэнергетических предприятий.

7.1 Безопасность

Безопасность при исполнении служебных обязанностей это результат усилий заложенных на этапах от проектирования до ежедневной эксплуатации. Сокращение рисков может быть достигнуто комплексом мероприятий:

- неукоснительным соблюдением инструкций, правил и нормативных документов;
- рабочее место должно соответствовать стандартам охраны труда при работе в электроустановках;
- проведение работ исключительно в соответствии с нарядом-допуском или распоряжением;
- допуск к проведению работ высококвалифицированного персонала, обладающего необходимыми навыками и опытом.

Прежде всего, безопасность персонала, эксплуатирующего КРУ, заложена заводом изготовителем распределительного устройства РИХ–Н - Schneider Electric:

- все операции совершаются с фасадной стороны при закрытых дверцах;
- возможность визуального контроля положения контактов заземляющего разъединителя, через смотровое окно;
- защита от некорректных операций с помощью электромагнитных и механических блокировок;
- в ячейках серии РИХ – Н обеспечена эффективная локализация повреждений в результате действия дуги;
- отвод раскаленных газов и сброс избыточного давления осуществляется в верхней части ячейки;
- ограждение отсека контактов металлическими шторками, когда выкатной элемент находится в тестовом или ремонтном положении;
- установлены индикаторы наличия напряжения на кабеле;
- простое и логичное управление с ясной индикацией статуса выполняемой операции.

Ячейка ГРУ содержит: вакуумный выключатель, выкатного исполнения, заземляющий нож, трансформаторы тока, жесткую ошиновку, отсек кабельных вводов, отсек низковольтных цепей управления, защиты и автоматики. Отсеки изолированы друг от друга толстыми листами металла.

От поражения электрическим током приняты следующие меры:

- ограничение доступа в распределительное устройство;
- соблюдены безопасные расстояния до токоведущих частей;
- выполнено устройство защитного заземления;
- персонал обеспечен спецодеждой, основными и дополнительными средствами индивидуальной защиты.

Комплектация ячеек вакуумными выключателями позволяет решить ряд проблем с пожарной безопасностью, так как исключается необходимость содержания исправных маслоприемников. Уменьшается вибрационное воздействие на фундамент здания при коммутациях.

Развитие технологий активно внедряемых в энергетику требует точной настройки оборудования, работающего на микропроцессорных устройствах. Работа электротехнического персонала чаще связана с наблюдением показаний приборов, управление коммутациями через электронный блок, работа с множеством датчиков и реле. И в первую очередь работа на ЭВМ непосредственно в помещении ГРУ.

Острой проблемой стоит вопрос недостаточной освещенности таких помещений, так как нет нормативно-правовых актов раскрывающих данный аспект проектирования, а в справочной литературе существует разночтение.

Нормируемые значения освещенности помещений и рабочих поверхностей, приведены в таблице 36 определяются исходя из условий эксплуатации электрооборудования, технологического процесса и способа производства работ и могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников аварийного освещения [12, п. 7.1].

Таблица 36 – Нормы освещенности основных помещений подстанции

Помещение	Рабочая плоскость нормирования освещенности (Г – горизонтальная, В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Разряд и подразряд зрительной работы	Нормируемая освещенность общего освещения, лк
Помещения распределительных устройств высокого и низкого напряжений (ЗРУ, КРУ, КРУЭ, ЩПТ, ЩСН, ЛАЗ, ИБП и т.д.)	Г – 0,8	Шв	300
	В – 1,3 (рычаги, рукоятки, кнопки, фасады панелей)	IVб	200
	В – 1,3 (задняя сторона щита)		200

В системе общего освещения принято различать два способа размещения светильников: равномерное и локализованное. В системе общего равномерного освещения расстояния между светильниками в каждом ряду и расстояния между рядами выдерживаются неизменными. В системе общего локализованного освещения положение каждого светильника определяется соображениями выбора наивыгоднейшего направления светового потока и устранения теней на освещаемом рабочем месте, т.е. целиком зависит от расположения оборудования.

Локализованное размещение светильников позволяет одновременно с уменьшением удельной установленной мощности по сравнению с вариантом равномерного размещения обеспечить и лучшее качество освещения, в частности создать желательное направление светового потока на рабочие поверхности и устранить падающие тени от близко расположенного оборудования.

В качестве источника света выберем современные линейные светодиодные светильники СВТехникс SV-SPIRE-35-1130-NS. Они имеют разнообразные способы крепления к потолку и пыле-/влагозащиту уровня IP66. Внешний вид светильника представлен на рисунке 31, технические характеристики приведены в таблице 37.

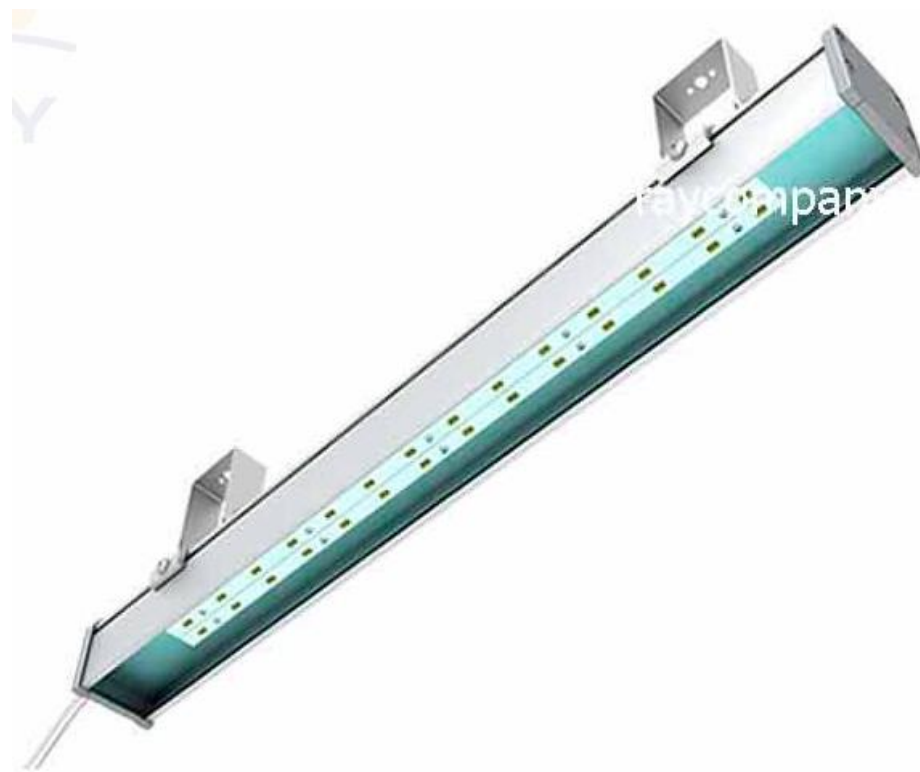


Рисунок 31 – Линейный светодиодный светильник SV-SPIRE-35-1130-NS

Таблица 37 – Технические характеристики светильника

Параметр	SV-SPIRE-35-1130-NS
Световой поток не менее, лм	3520
Потребляемая мощность, Вт	35
Индекс цветопередачи Ra	80
Коэффициент пульсации, %	<1
Напряжение питания, В	AC 220В ± 10%
Степень защиты	IP66
Температурный диапазон, °С	-10...+45
Габариты светильника, мм	1130x55x50

Расчет локализованного освещения требуется производить методом точечного расчета освещения. Ввиду сложности анализа источников света в конкретной точке, для выполнения расчетов используем ПО DIALux evo.

Программа DIALux evo это современный продукт компании DIAL GmbH (Германия), предназначенный для проектирования, расчета и визуализации освещения. Интерфейс представлен на рисунке 32.

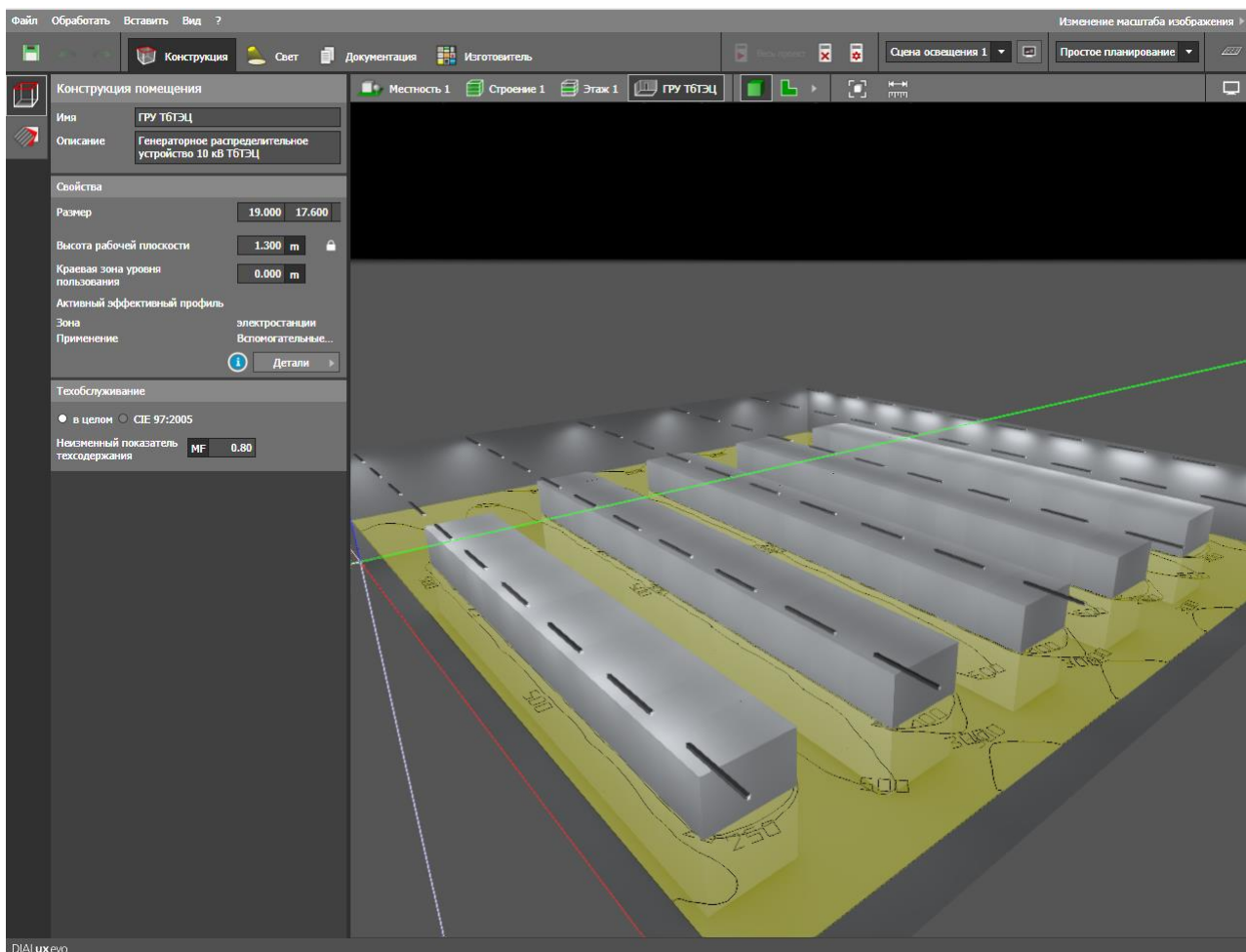


Рисунок 32 – Интерфейс программы DIALux evo

Программа позволяет работать с файлами формата *.ies – это архив, содержащий подробную характеристику светильника и визуальное изображение.

Алгоритм работы с программой следующий:

- 1) Задать размеры помещения, коэффициенты отражения стен, пола и потолка. Указать назначение помещения;
- 2) Разместить трехмерные фигуры эквивалентные бедующему

оборудованию;

3) Расположить светильники локализовано или автоматически равномерно;

4) Выполнить расчет освещенности как в горизонтальной так и вертикальной плоскости.

Результаты расчета освещенности в горизонтальной плоскости размещены на рисунке 33, в вертикальной плоскости на рисунке 34.

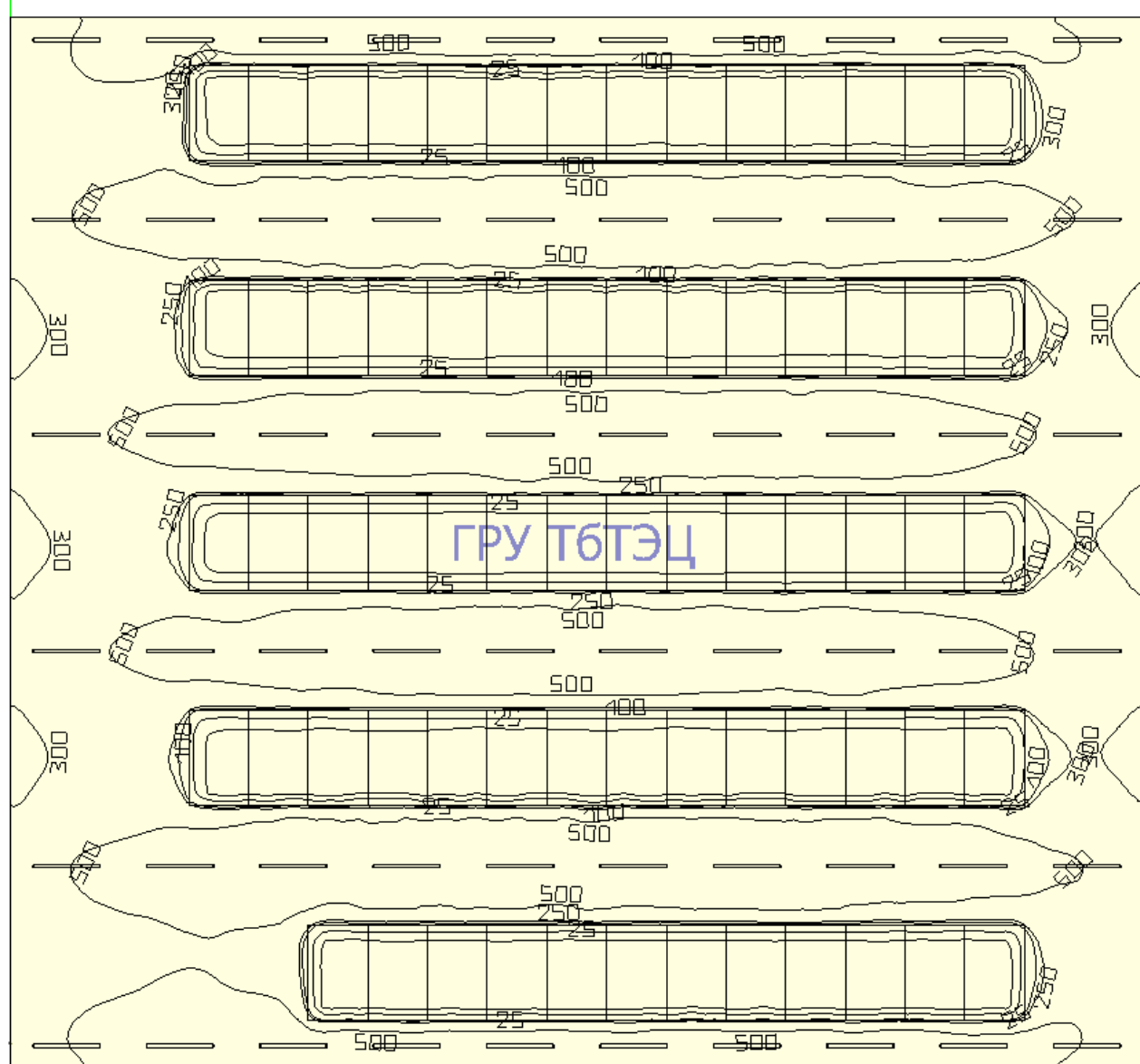


Рисунок 33 – Результаты освещенности горизонтальной рабочей поверхности на уровне 1,3 м от пола

Вывод: выбранный светильник обеспечивает освещенность, для разного вида зрительной деятельности, не менее 200 лк на уровне горизонтальной

рабочей поверхности 1,3 м от пола.

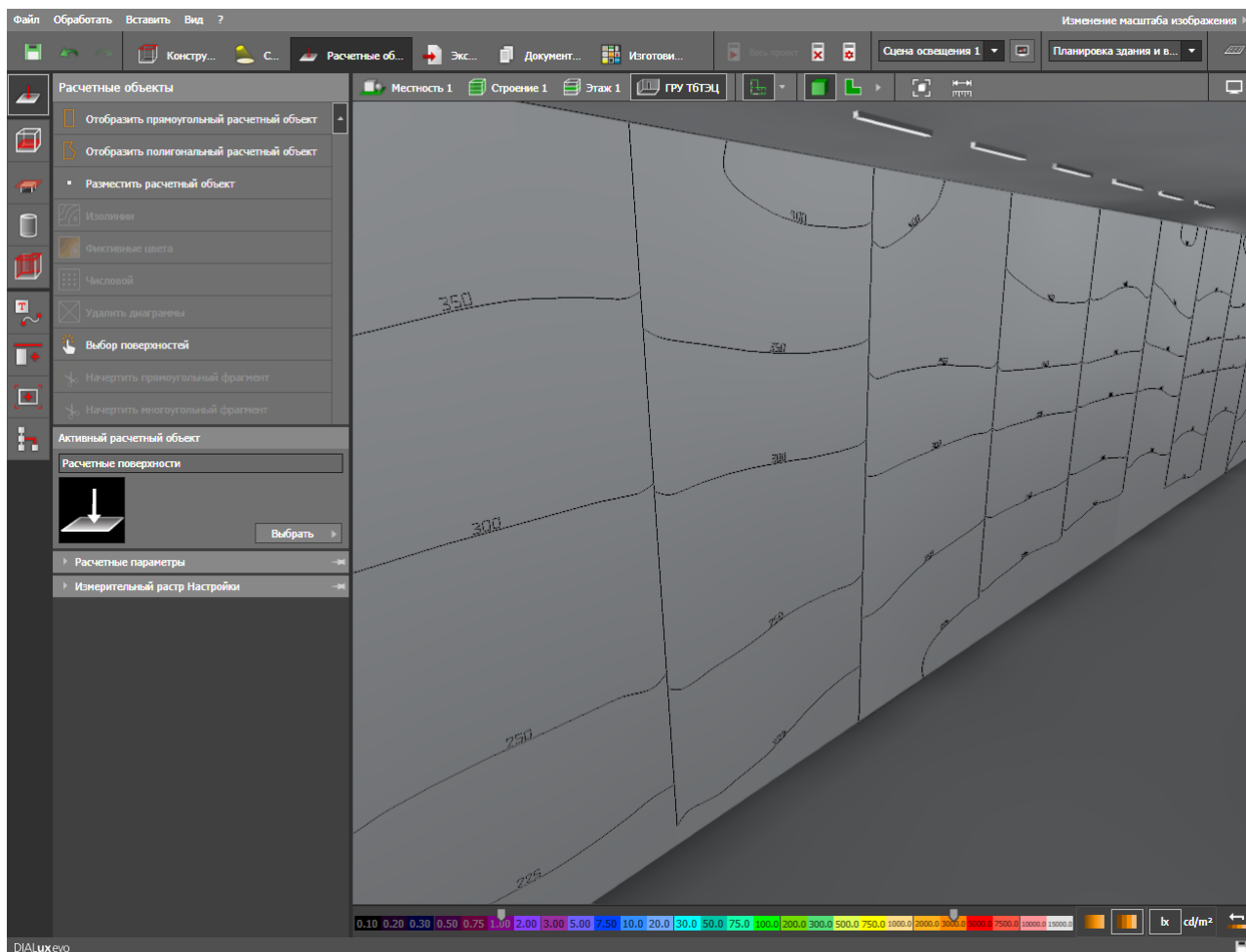


Рисунок 34 – Результаты освещенности вертикальных рабочих поверхностей

Вывод: светильник SV-SPIRE-35-1130-NS обеспечивает достаточную освещенность вертикальной рабочей поверхности на любом уровне от пола.

7.2 Экологичность

Реконструкция генераторного распределительного устройства вносит значимый вклад в экологию окружающей среды.

Наиболее важный шаг это переход от масляных выключателей типа МГУ – 20 к вакуумным выключателям типа НВХ – 17. Преимуществами современных выключателей является пожаробезопасность и отсутствие разлива масла при чрезвычайных ситуациях.

Данные шаги позволяют полностью отказаться от ведения масляного хозяйства, снизить количество рисков возникновения пожаров с выбросом

газообразных загрязняющих и удушающих веществ.

Экологичность комплектных распределительных устройств закладывается еще на этапе производства благодаря самым современным однопроходным технологиям, которые позволяют снизить выбросы в окружающую среду.

Компоненты ячеек не требуют специальной утилизации после окончания срока службы. Материалы могут быть использованы повторно.

Ячейки распределительных устройств пригодны для работы в помещении без создания искусственного климата, что позволяет отказаться от специальных устройств кондиционирования с азоноразрушающими газами.

Применение светодиодных светильников позволяет отказаться от использования ртутьсодержащих ламп, требующих специальной утилизации.

Так же оборудование ГРУ ТбТЭЦ является энергоэффективным и энергосберегающим.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров и взрывов являются электрические искры и дуги, недопустимый перегрев проводников токами коротких замыканий и вследствие перегрузок, неудовлетворительное состояние контактов в местах соединения проводов или присоединения их к выводам электрооборудования. Возможны загорания изоляции проводов и обмоток электрических машин и трансформаторов вследствие повреждения изоляции и перегрузки их токами.

Выбор электрооборудования для пожароопасных зон производится в соответствии с классом. По ПУЭ комплектные распределительные устройства относят к зоне класса П-Па - производственные и складские помещения, содержащие твердые или волокнистые горючие вещества.

Электрические машины и аппараты, применяемые в электроустановках, должны обеспечивать необходимую степень защиты их изоляции от вредного действия окружающей среды и безопасность в отношении пожара или взрыва из-за неисправности их. Для правильного выбора конструктивных типов

электрооборудования, электротехнических изделий следует руководствоваться ГОСТ 18311-80 «Изделия электротехнические».

В пожароопасных зонах классов П-I и П-II применяют машины закрытого или продуваемого исполнения. В зонах класса П-Па допускается установка электрических машин защищенного исполнения. Аппаратура управления электродвигателями для пожароопасных зон всех классов рекомендуется в пыленепроницаемом исполнении.

Возможность быстрой локализации при начальных стадиях развития пожара определяется наличием, количеством и качеством первичных средств тушения, умения обращаться ими и надёжной работы системы предупреждения о возникновении пожара. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

ГРУ по классу пожара относится к Е, т.е пожары, связанные с горением электроустановок. Для данного класса пожара предусмотрена установка пожарных щитов типа ЩП-Е, в комплект которого входит:

- а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9.;
- б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под напряжением;
- в) Крюком с деревянной рукояткой.
- г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;
- д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца

просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Должна быть предусмотрена установка системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях подстанции.

Оповещение людей и управление эвакуацией должна осуществляться следующим образом:

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданий и сооружений устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска;

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически;

Дополнительно к световым, на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения;

Предусматривается автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа на тему: «Реконструкция генераторного распределительного устройства напряжением 10 кВ Тобольской ТЭЦ» является результатом инженерной деятельности студента-энергетика. Проект содержит комплексное решение поставленной задачи.

Достигнута цель реконструкции – модернизировать генераторное распределительное устройство с помощью современных решений и повысить надежность электроснабжения.

В ходе работы над дипломом был выполнен следующий объем расчетов и проектирования:

1. Актуализирована информация о величине токов коротких замыканий;
2. Разработана схема распределительного устройства с учетом рекомендованных типовых схем;
3. Выбрано современное электротехническое оборудование для ГРУ;
4. Разработано решение по организации электроснабжения и резервированию собственных нужд;
5. Определена необходимость ограничения токов короткого замыкания, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования;
6. Определен состав устройств микропроцессорной релейной защиты, параметры их срабатывания и схему подключения.

Решения, направлены на: снижение аварийности технологического процесса, усовершенствование процесса переключений, увеличение вариантов комбинирования источников резервного питания, повышение надежности.

Так же рассмотрены методы улучшения условий труда и безопасности проведения работ в разделе «Безопасность и экологичность».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям [Электронный ресурс]/ сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с. Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6979.pdf

2 Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности» [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 82 с. Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6986.pdf

3 Вакуумные выключатели типа VAN, VXC [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : http://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=МКР-САТ-VАН-14&p_EndocType=Catalog&p_File_Name=VAN_catalog_2014.pdf - 23.04.18

4 Голубев, М. Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 35 – 0,4 кВ / М. Л. Голубев. – М.: Энергия, 1980. - 88 с.

5 Каталог комплектных распределительных устройств среднего напряжения 6 - 20 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : http://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=МКР-WEB-PixТО&p_EndocType=Catalog&p_File_Name=PIX_TO.pdf. - 25.04.18

6 Каталог осветительных установок [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://trialight.ru>. - 31.05.18

7 Козлов, А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов : учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с. Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7467.pdf

8 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: НИЦ ЭНАС., 2001.

9 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. –

Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 192 с.

10 Ограничители перенапряжения серии TEL: техническое описание и руководство по применению [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://tavrida.com/upload/iblock/95a/95a1cc016e5a6ad36f885319902f3a39.pdf> - 15.05.18

11 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2015.

13 Расчет и проектирование освещения Dialux [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.dialux-help.ru/catalog/item1181.html/>. - 31.05.18

14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

16 Соловьев, А. С. Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС» : Метод. указания./ А. С. Соловьев. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 64 с.

17 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича – 4-е изд.,– М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

18 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – введ. 2010-12-27. – М. : ФГУ "ФЦС", 2010.

19 СТО 56947007-29.120.70.99-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования ; введ. 2011-09-13. – Чебоксары : ООО «Исследовательский центр «Бреслер» ; М. : ФСК ЕЭС, 2011. – 216 с. Режим доступа : http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/35.77_sto_56947007-29.120.70.99-2011_new.pdf

20 СТО 56947007- 29.240.30.010 – 2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-12-07. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

21 Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

22 Шабад, М. А. Защита генераторов малой и средней мощности / М. А. Шабад. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 96 с.

23 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2007. – 964 с.

24 Schneider Electric [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://www.schneider-electric.ru/ru/>. - 25.04.2018

ПРИЛОЖЕНИЕ

Выбор выключателя в цепь трансформатора с расщепленной обмоткой:
Выключатель HVX-17-50-31 E310

Расчетные данные Справочные данные $\text{Óñëíàëý} \hat{a}úáíðà$

1) Проверка по напряжению установки, кВ

$$U_{\text{УСТ}} := 10 \qquad U_{\text{НОМ}} := 10 \qquad U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

2) Проверка по длительно протекающему току, кА

$$I_{\text{МАХ}} := 2310 \qquad I_{\text{НОМ}} := 3150 \qquad I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

3) По отключающей способности

- проверка на симметричный ток отключения, кА

$$I_{\text{П0}} := 24.6 \qquad I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$$

- проверка на возможность отключения апериодической составляющей, кА

$\beta_{\text{Н}} := 40$ - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %

$$i_{\text{ат}} := 29.2 \qquad i_{\text{а.НОМ}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}}{100} = 28.284 \qquad i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$$

Условие не выполняется, требуется проверка по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} + i_{\text{ат}} = 63.99 \qquad \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} \right) = 98.995$$

4) по включающей способности, кА

$$I_{\text{ВКЛ.НОМ}} := 125$$

$$i_{\text{у}} := 68.7 \qquad i_{\text{ВКЛ}} := 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВКЛ.НОМ}} = 318.198 \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{ВКЛ}}$$

5) проверка по электродинамической стойкости

$$I_{\text{П0}} = 24.6 \qquad I_{\text{ДИН}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$$

$$i_{\text{у}} = 68.7 \qquad i_{\text{ДИН}} := 125 \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{ДИН}}$$

6) проверка по условию термической стойкости

$I_{\text{тер}} := 50$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости за 1 с, кА

$t_{\text{тер}} := 1$ - длительность протекания тока термической стойкости, с

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2.5 \times 10^3 \qquad B_{\text{Красч}} := I_{\text{П0}}^2 \cdot (1 + 0.133) = 685.646 \qquad B_{\text{Красч}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Выбор секционного выключателя:

Выключатель HVX-17-50-40 E310

Расчетные данные Справочные данные $I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{НОМ}}$

1) Проверка по напряжению установки, кВ

$$U_{\text{УСТ}} := 10 \qquad U_{\text{НОМ}} := 10 \qquad U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

2) Проверка по длительно протекающему току, кА

$$I_{\text{МАХ}} := 3.9 \qquad I_{\text{НОМ}} := 4000 \qquad I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

3) По отключающей способности

- проверка на симметричный ток отключения, кА

$$I_{\text{П0}} := 38.7 \qquad I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$$

- проверка на возможность отключения апериодической составляющей, кА

$\beta_{\text{Н}} := 40$ - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %

$$i_{\text{ат}} := 33.8 \qquad i_{\text{а.НОМ}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}}{100} = \qquad i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$$

Условие не выполняется, требуется проверка по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} + i_{\text{ат}} = \qquad \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} \right) =$$

4) по включающей способности, кА

$$I_{\text{ВКЛ.НОМ}} := 125$$

$$i_{\text{у}} := 104.8 \qquad i_{\text{ВКЛ}} := 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВКЛ.НОМ}} = \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{ВКЛ}}$$

5) проверка по электродинамической стойкости

$$I_{\text{П0}} = \qquad I_{\text{ДИН}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$$

$$i_{\text{у}} = \qquad i_{\text{ДИН}} := 125 \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{ДИН}}$$

6) проверка по условию термической стойкости

$I_{\text{Тер}} := 50$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости за 1 с, кА

$t_{\text{Тер}} := 1$ - длительность протекания тока термической стойкости, с

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = V_{\text{Красч}} := I_{\text{П0}}^2 \cdot (1 + 0.133) = V_{\text{Красч}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

Выбор выключателя отходящих линий: присоединения ШМ-1 и ШМ -2
 Выключатель HVX-17-50-25 E310

Расчетные данные Справочные данные Óñëíâëý áùáíðà

1) Проверка по напряжению установки, кВ

$$U_{\text{УСТ}} := 10 \qquad U_{\text{НОМ}} := 10 \qquad U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

2) Проверка по длительно протекающему току, кА

$$I_{\text{МАХ}} := 2.445 \qquad I_{\text{НОМ}} := 2500 \qquad I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

3) По отключающей способности

- проверка на симметричный ток отключения, кА

$$I_{\text{П0}} := 38.7 \qquad I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$$

- проверка на возможность отключения аperiodической составляющей, кА

$\beta_{\text{Н}} := 40$ - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %

$$i_{\text{ат}} := 33.8 \qquad i_{\text{а.НОМ}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}}{100} = i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$$

Условие не выполняется, требуется проверка по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} \right) =$$

4) по включающей способности, кА

$$I_{\text{ВКЛ.НОМ}} := 125$$

$$i_{\text{у}} := 104.8 \qquad i_{\text{ВКЛ}} := 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВКЛ.НОМ}} = i_{\text{у}} \leq i_{\text{ВКЛ}}$$

5) проверка по электродинамической стойкости

$$I_{\text{П0}} = I_{\text{ДИН}} := 50 \qquad I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$$

$$i_{\text{у}} = i_{\text{ДИН}} := 125 \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{ДИН}}$$

6) проверка по условию термической стойкости

$I_{\text{тер}} := 50$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости за 1 с, кА

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

$t_{тер} := 1$ - длительность протекания тока термической стойкости, с

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = V_{Красч} := I_{П0}^2 \cdot (1 + 0.133) = V_{Красч} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

Выбор выключателя отходящих линий: присоединения защищенные реакторами

Выключатель HVX-17-31-20 E310

Расчетные данные Справочные данные $\text{Óñëîâëÿ \hat{a}úáîðà}$

1) Проверка по напряжению установки, кВ

$$U_{УСТ} := 10 \quad U_{НОМ} := 10 \quad U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$$

2) Проверка по длительно протекающему току, кА

$$I_{МАХ} := 1.503 \quad I_{НОМ} := 2 \quad I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$$

3) По отключающей способности

- проверка на симметричный ток отключения, кА

$$I_{П0} := 18.75 \quad I_{ОТКЛ.НОМ} := 31.5 \quad I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$$

- проверка на возможность отключения апериодической составляющей, кА

$\beta_H := 40$ - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %

$$i_{ат} := 10.6 \quad i_{а.НОМ} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}}{100} = i_{ат} \leq i_{а.НОМ}$$

4) по включающей способности, кА

$$I_{ВКЛ.НОМ} := 78.8$$

$$i_y := 47.7 \quad i_{ВКЛ} := 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ВКЛ.НОМ} = i_y \leq i_{ВКЛ}$$

5) проверка по электродинамической стойкости

$$I_{П0} = I_{ДИН} := 31.5 \quad I_{П0} \leq I_{ДИН}$$

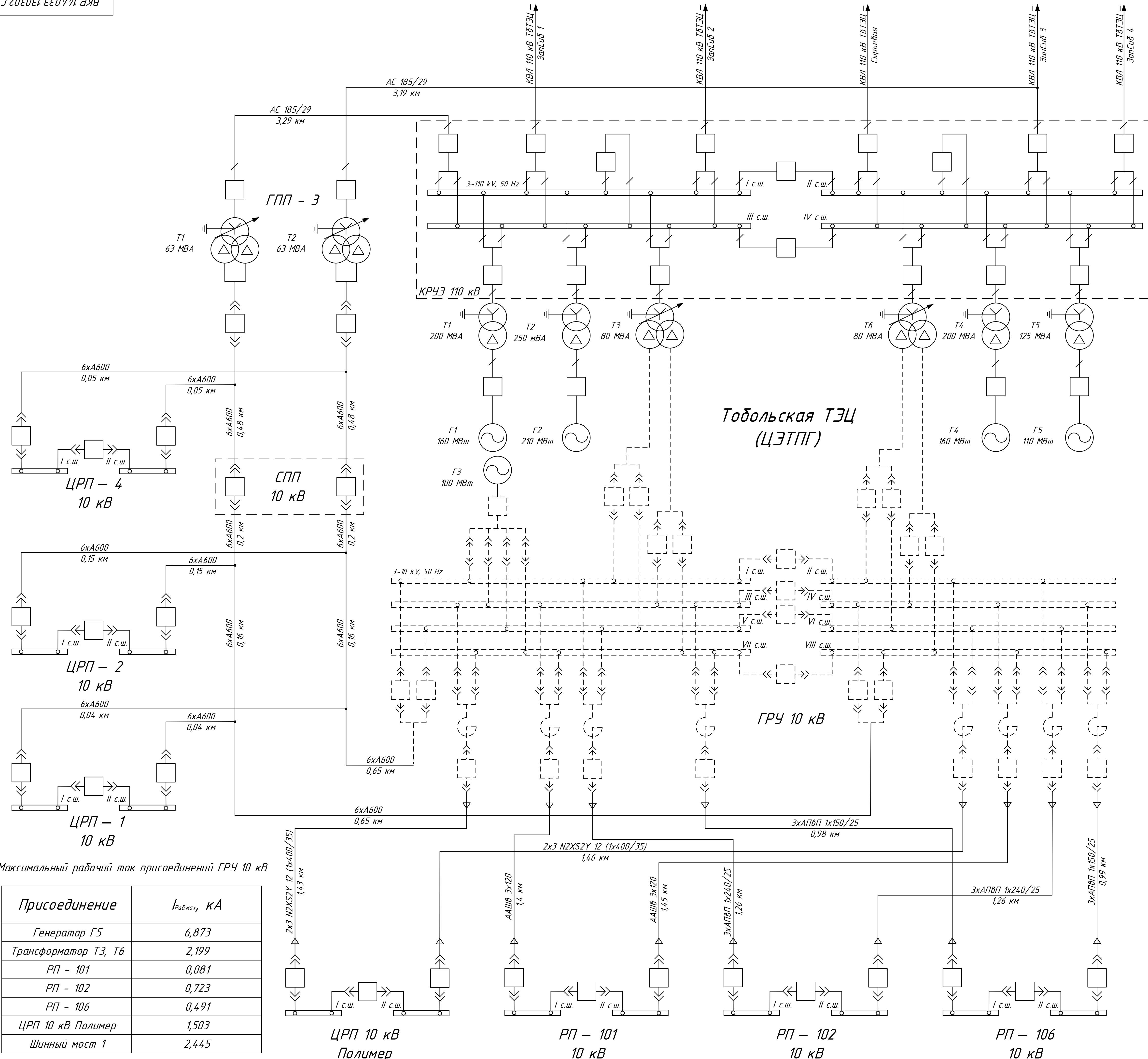
$$i_y = i_{ДИН} := 78.8 \quad i_y \leq i_{ДИН}$$

6) проверка по условию термической стойкости

$I_{тер} := 50$ - среднеквадратичное значение тока термической стойкости за 1 с, кА

$t_{тер} := 1$ - длительность протекания тока термической стойкости, с

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = V_{Красч} := I_{П0}^2 \cdot (1 + 0.133) = V_{Красч} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

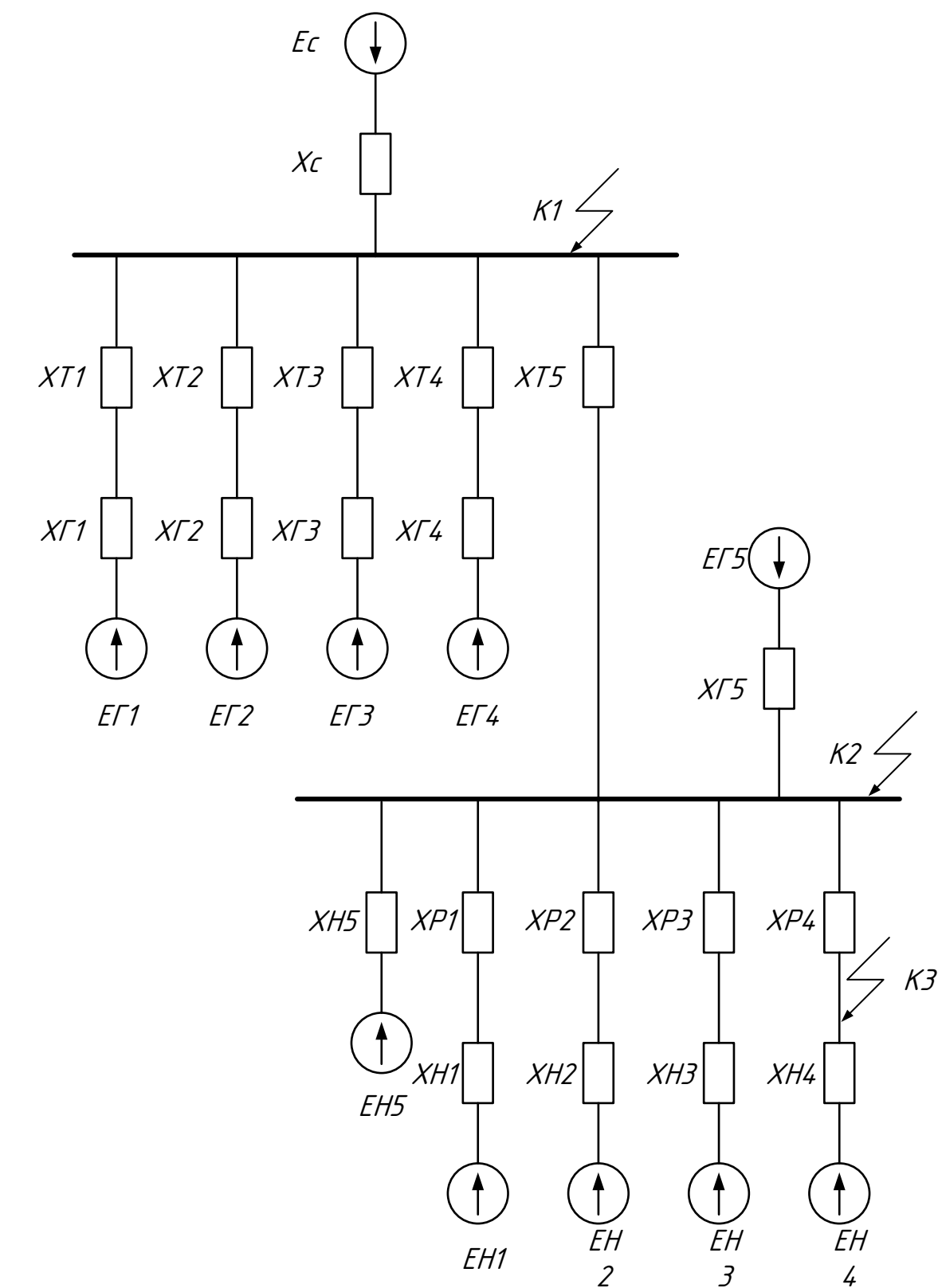


Тобольская ТЭЦ (ЦЭТПГ)

Токи короткого замыкания на шинах Тобольской ТЭЦ

Место КЗ	Источники подпитки	$I_{к3}^{(1)}$, КА	$I_{к3}^{(2)}$, КА	$I_{к3}^{(3)}$, КА	$I_{к3}^{(4)}$, КА
К1	Система С	13,07	10,12	29,72	2,77
	Генераторы Г1, Г2, Г3, Г4	16,33	13,17	45,61	18,94
	ГРУ 10 кВ	2,11	1,83	4,8	0,45
	Результирующий ток	31,51	25,12	80,13	22,16
К2	Эквивалентный источник: С, Г1, Г2, Г3, Г4	39,9	32,87	104,69	22,57
	Генератор Г5	37,55	30,92	104,88	45,14
	Нагрузочные ветви	11,72	8,15	32,42	13,26
	Результирующий ток	89,17	71,94	241,69	80,97

Схема замещения станции



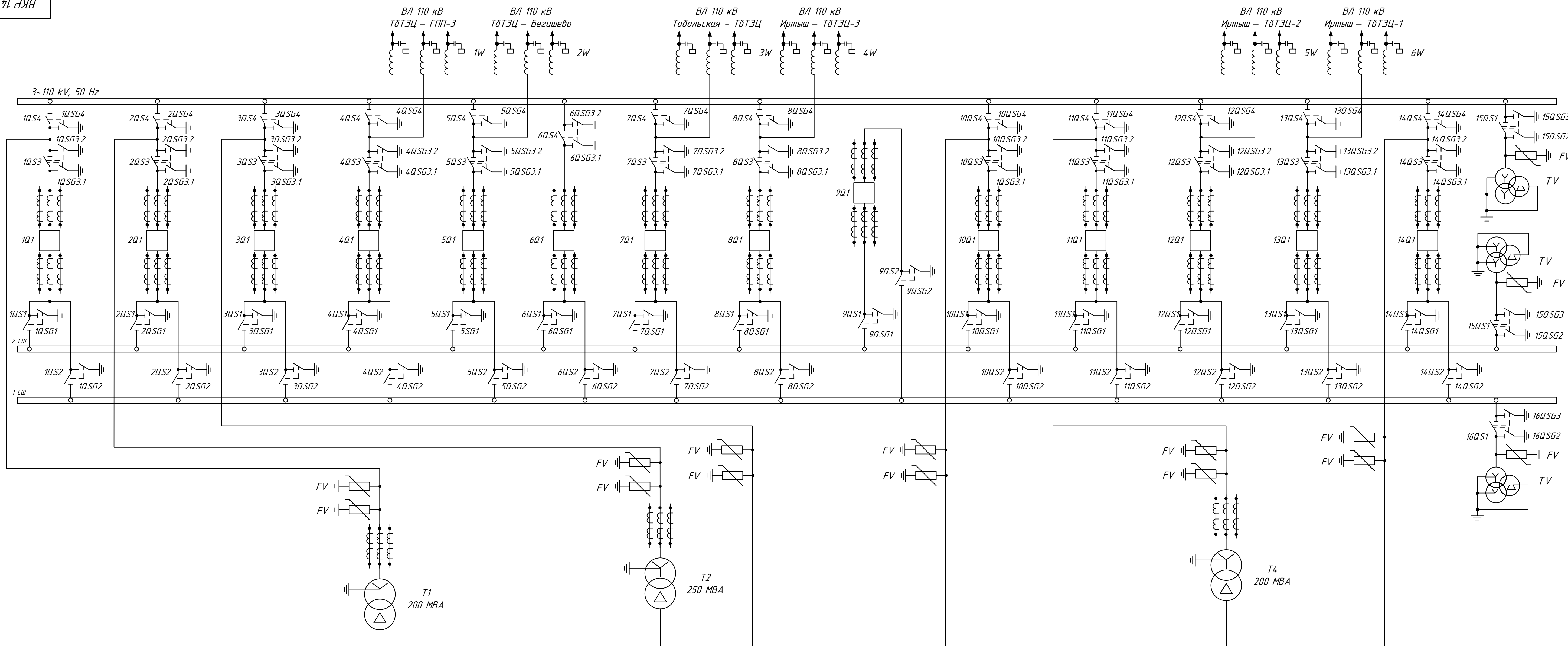
Максимальный рабочий ток присоединений ГРУ 10 кВ

Присоединение	$I_{\text{раб. макс}}$, КА
Генератор Г5	6,873
Трансформатор Т3, Т6	2,199
РП - 101	0,081
РП - 102	0,723
РП - 106	0,491
ЦРП 10 кВ Полимер	1,503
Шинный мост 1	2,445

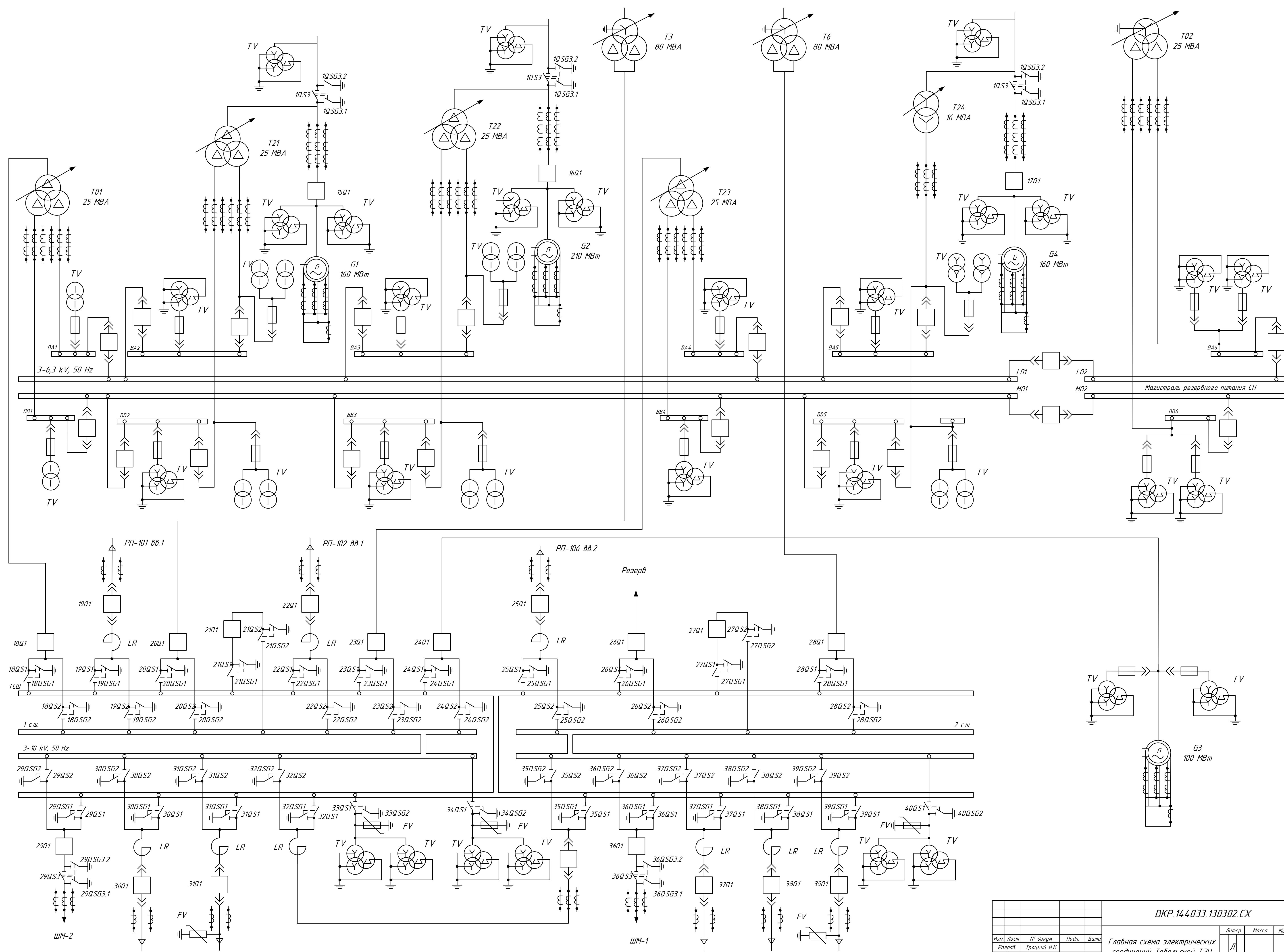
ВКР 14.4033.130302.СХ				Схема внутреннего электроснабжения Тобольской промышленной площадки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литер.	Масса	Масштаб
Разраб.	Трацкий И.К.				Д		
Проб.	Ротачева А.Г.				Лист 1		Листов 6
Т. Кантр.					АМГУ		
Н. Кантр.	Козлов А.Н.	Реконструкция генераторного распределительного устройства напряжением 10 кВ Тобольской ТЭЦ				Кафедра энергетике	
Чтв.	Савина Н.В.						

БКР.144033.130302.CX

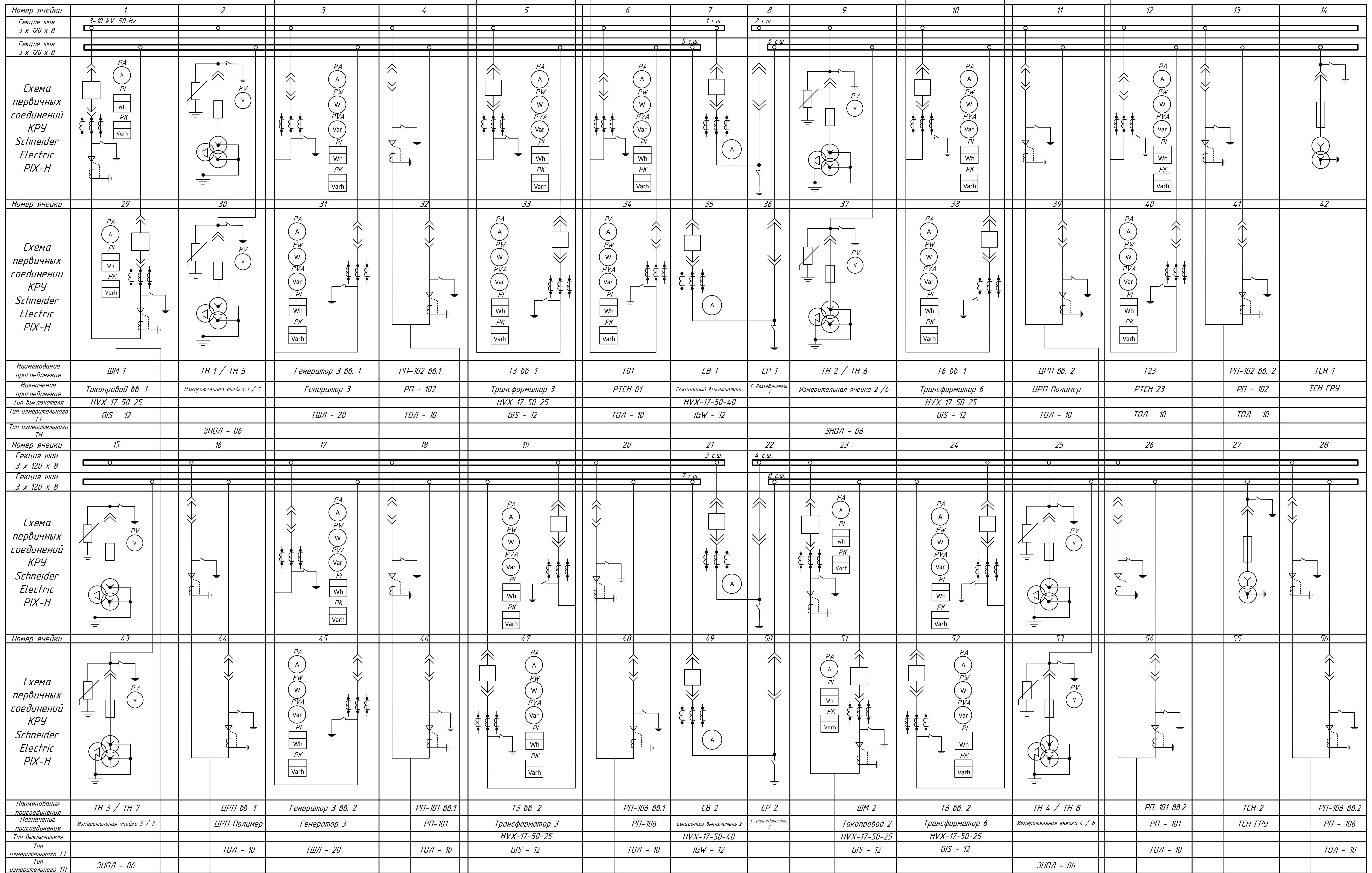
ВЗ-630-0,5У1
АС-3х400/51
РД 110/1600 УХЛ1
РД 2 110/1600 УХЛ1
ТГФМ-110
ВВБМ-110Б- 31,5/2000-У1
ТГФМ-110
РД 110/1600 УХЛ1
АС-3х400/51
РД 110/1600 УХЛ1
АС-3х400/51
ОПН-110 УХЛ1
ТГФМ-110



ЭНОМ-15
РВРЗ-2-20/8000
ТШЛ-20/8000
МГЧ-20/8000
ЭНОМ-15
ТПЛК-10/1600
ЭНОМ-6
Сборные шины
НОМ-6
ТПЛ-10/600
ВМПЗ-10/1600
МГЧ-20/6300
РВРЗ 10/2000
РВРЗ 10/2000
ВМПЗ-10/1600
РВРЗ-2-10/2000
ТПЛ-20/2500
ТПЛ-10/600



				ВКР.14.4033.130302.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Главная схема электрических соединений Тольюкинской ТЭЦ	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Трацкий И.К.					Д		
Проект.	Ротачева А.Г.					Лист 2	Листов 6	
Т. Контр.						АМГУ		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция генераторного распределительного устройства напряжением 10 кВ Тольюкинской ТЭЦ			
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра энергетики			



К ШМ 1
К ЦРП
Полимер вв. 1

К РП-101
вв. 1
К РП-102
вв. 1

К РП-106
вв. 1

К ШМ 2
К ЦРП
Полимер вв. 2
К РП-101
вв. 2
К РП-102
вв. 2
К РП-106
вв. 2

Изм.				Лист				№ докум				Подп.				Дата			
Разраб				Трацкий И.К.															
Пров				Ротачева А.Г.															
Т. Контр.																			
Н. Контр.				Козлов А.Н.															
Учб.				Савина Н.В.															

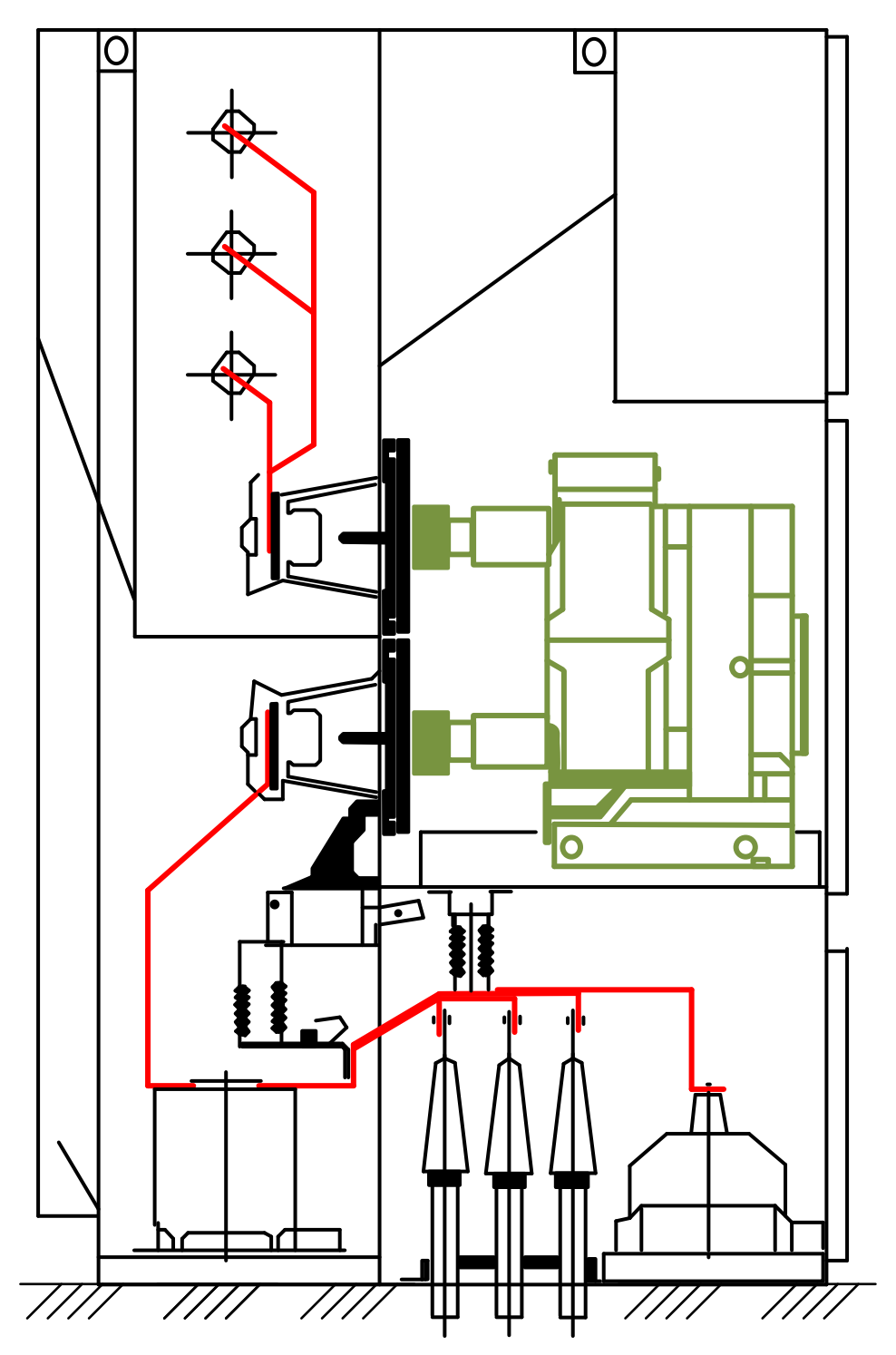
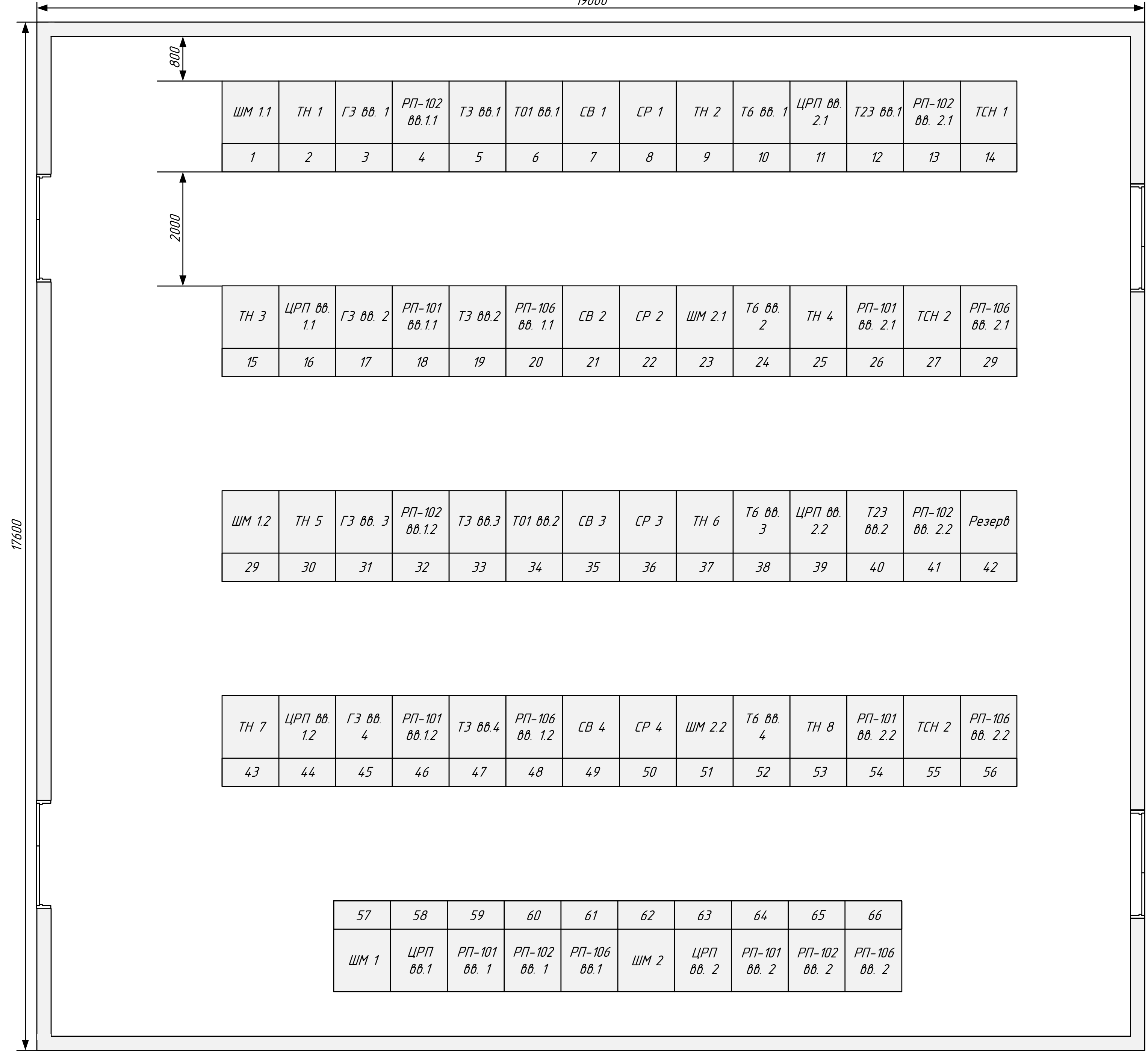
ВКР.14.4033.130302.СХ

Однолинейная схема ГРУ 10 кВ после реконструкции

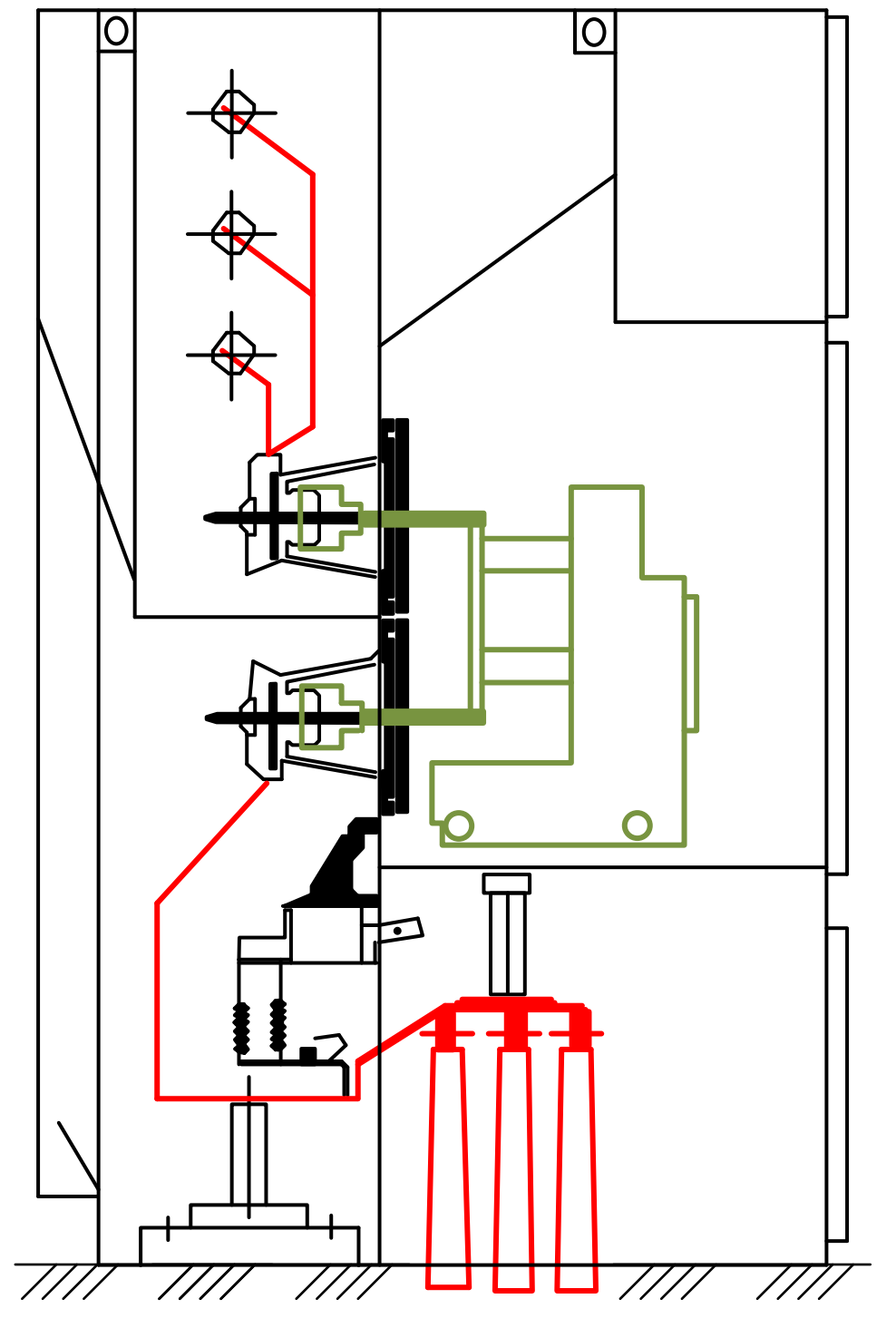
Реконструкция генераторного распределительного устройства напряжением 10 кВ Тодольской ТЭЦ

Литер	Масса	Масштаб
Д		
Лист 3	Листов 6	

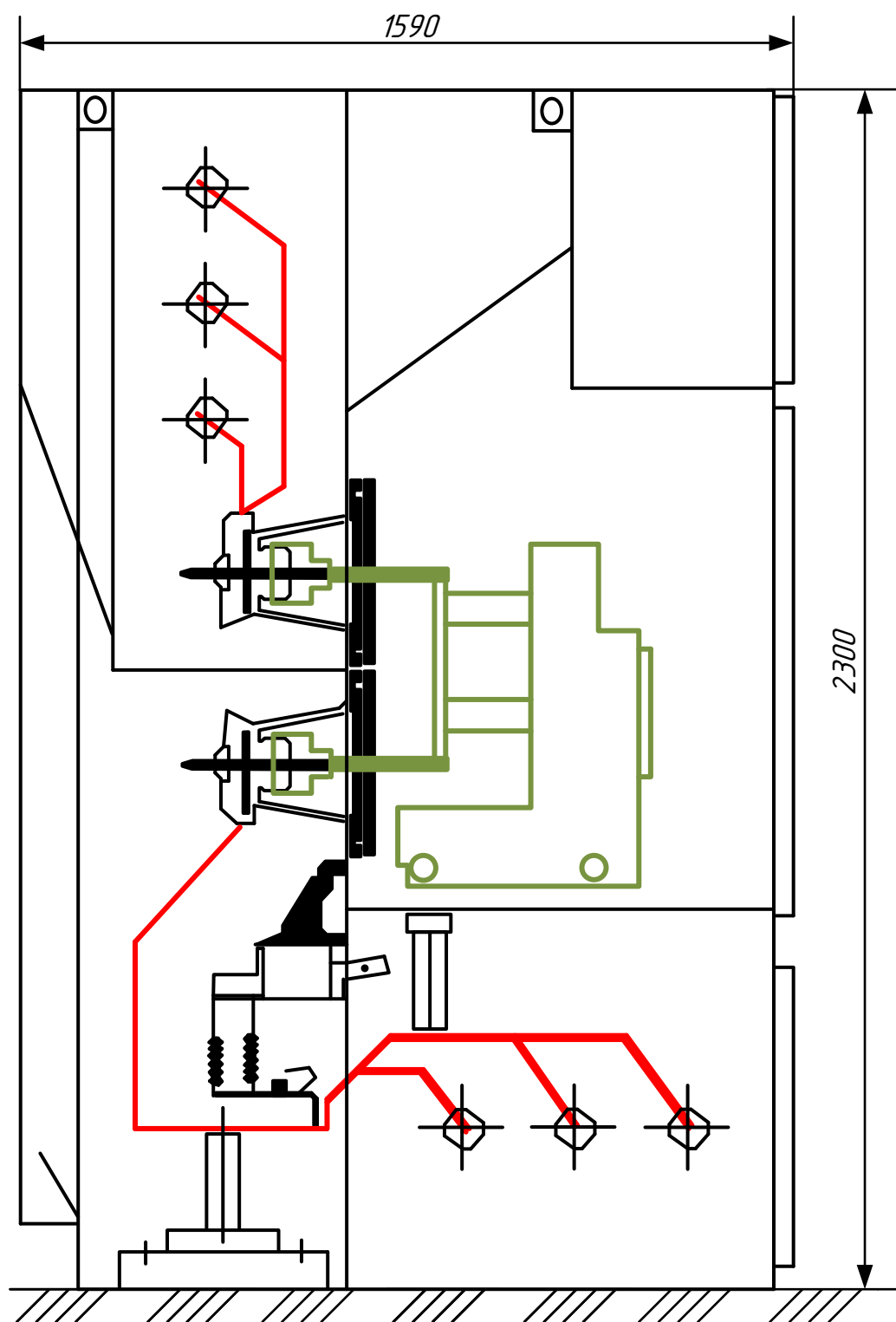
АМГУ
Кафедра энергетики



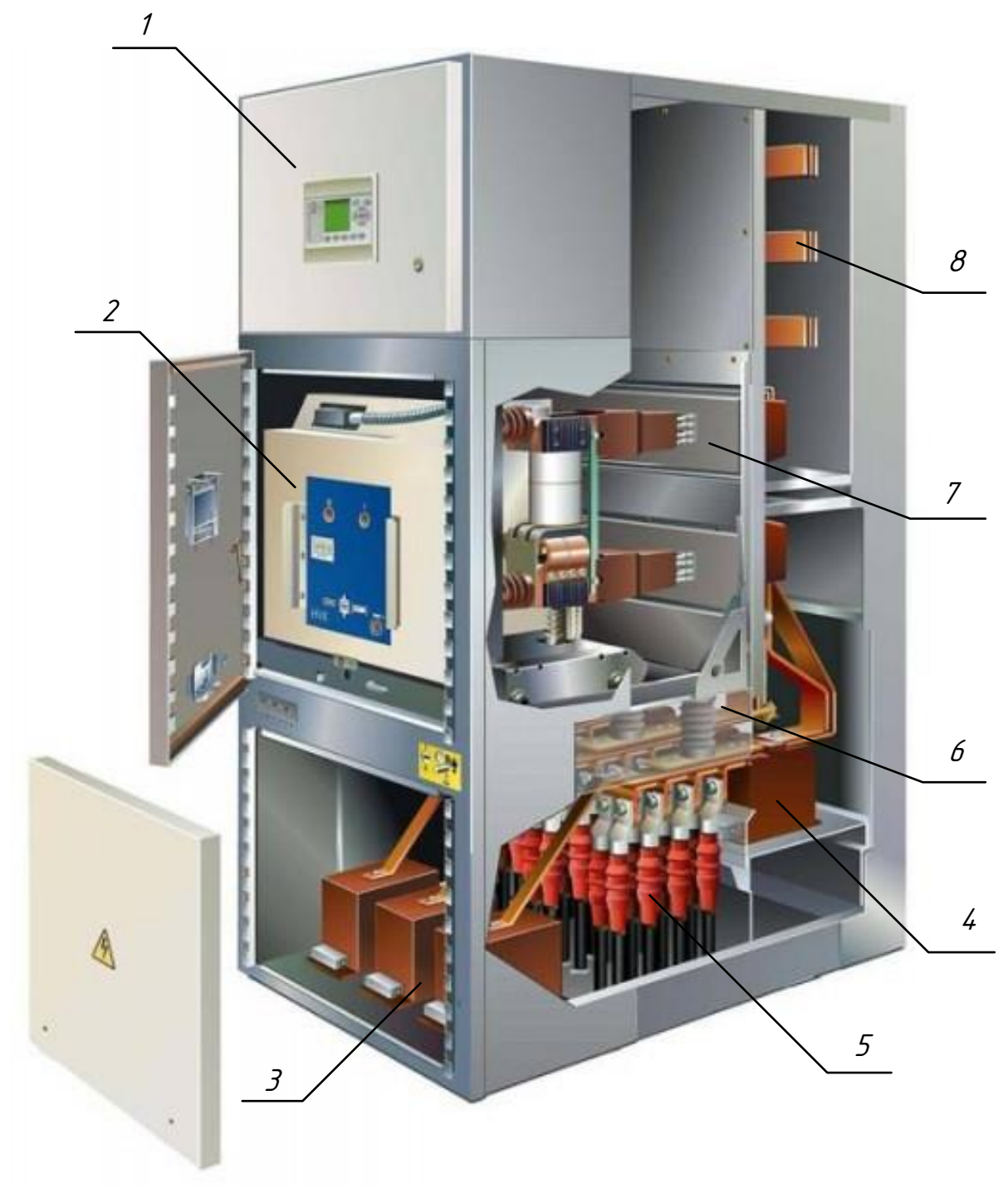
Отходящая линия



Прямой кабельный ввод



Секционный разъединитель

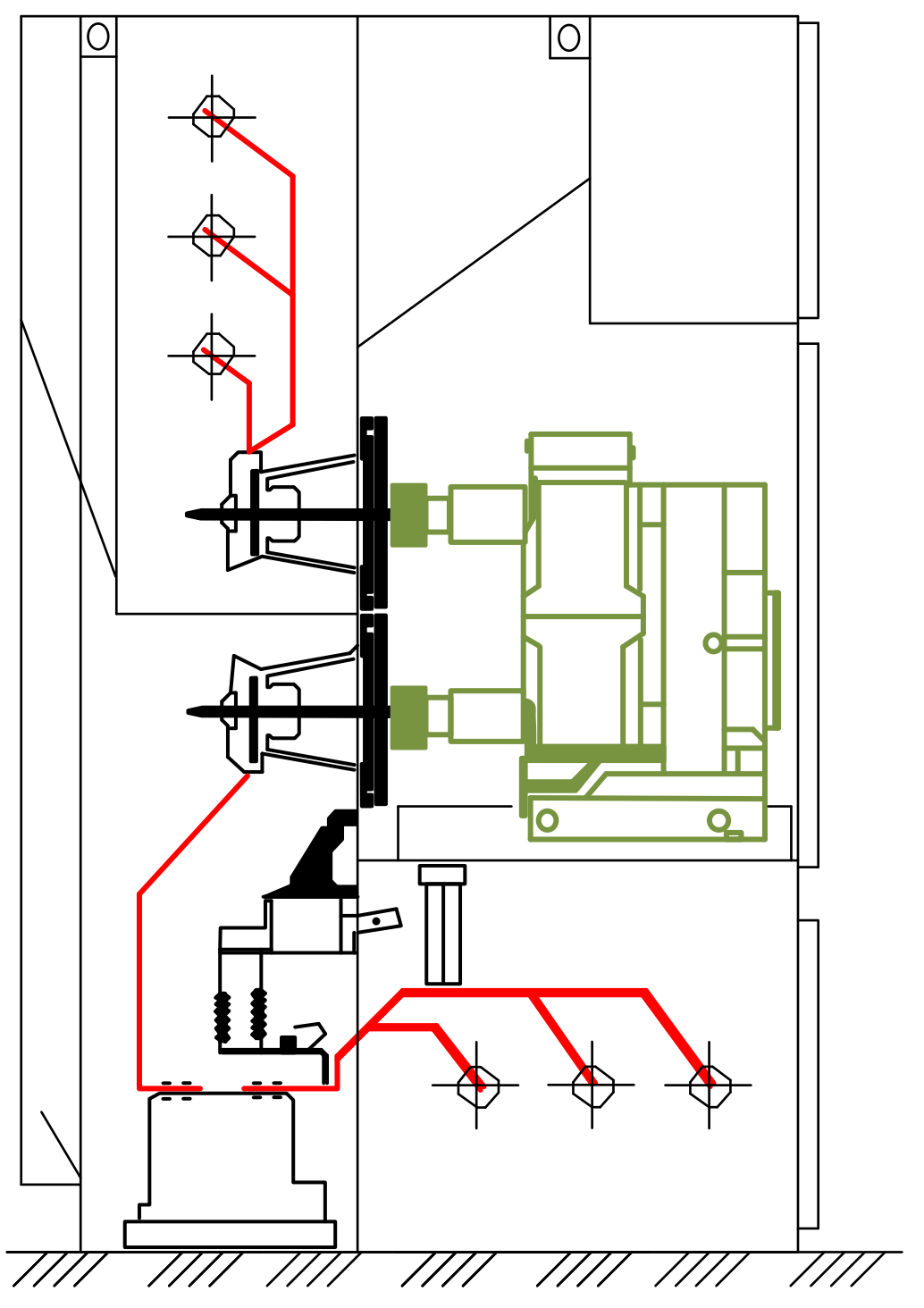


Основные элементы КРУ Schneider Electric PIX-H:

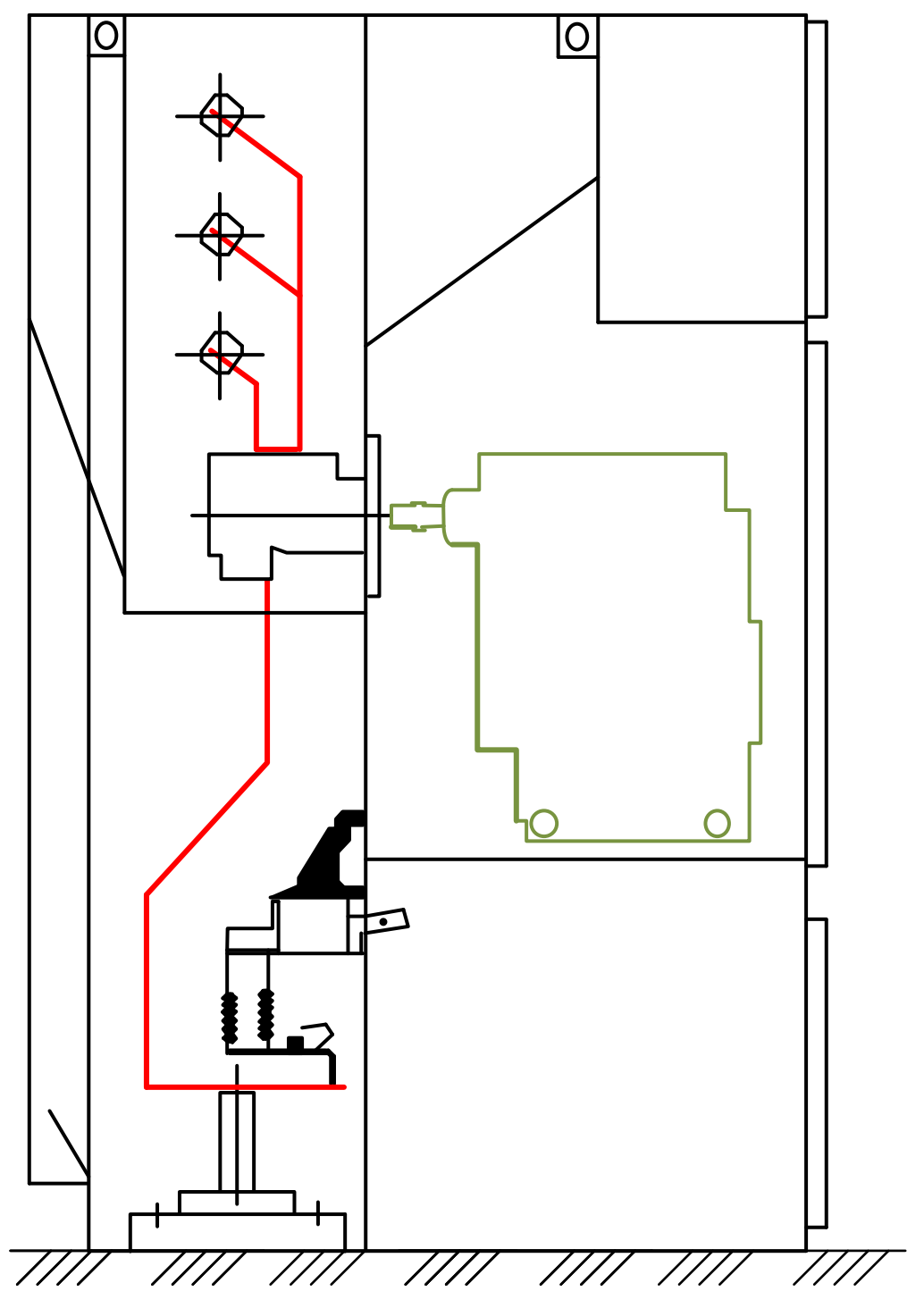
1. Отсек низковольтной аппаратуры
2. Силовой выключатель
3. Трансформатор напряжения
4. Трансформатор тока
5. Кабельное присоединение
6. Заземляющий разъединитель
7. Защитные шторки
8. Сборные шины

Основные параметры и характеристики ячеек серии PIX-H

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10	Номинальный ток термической стойкости, кА	
Номинальное испытательное напряжение промышленной частоты 1 мин, кВ	42	Стойкость в течении 1 сек	50
Амплитуда напряжения грозового импульса 12/ 50 мксек, кВ	95	Стойкость в течении 3 сек	50
Номинальная частота, Гц	50/60	Амплитудное значение	125
Номинальный ток, А:		Амплитуда включающей способности заземляющего разъединителя, кА	63
шины	До 5000	Стойкость к внутреннему дуговому разряду, кА	До 50 кА – 1 сек
разъединитель	До 5000	Степень защиты	IP 3X (по запросу)
Силовой выключатель (примитивной вентиляции)	1250, 2000, 2500, 3150 (до 5000)	Приблизительная теплоотдача токоведущих частей, Вт	650



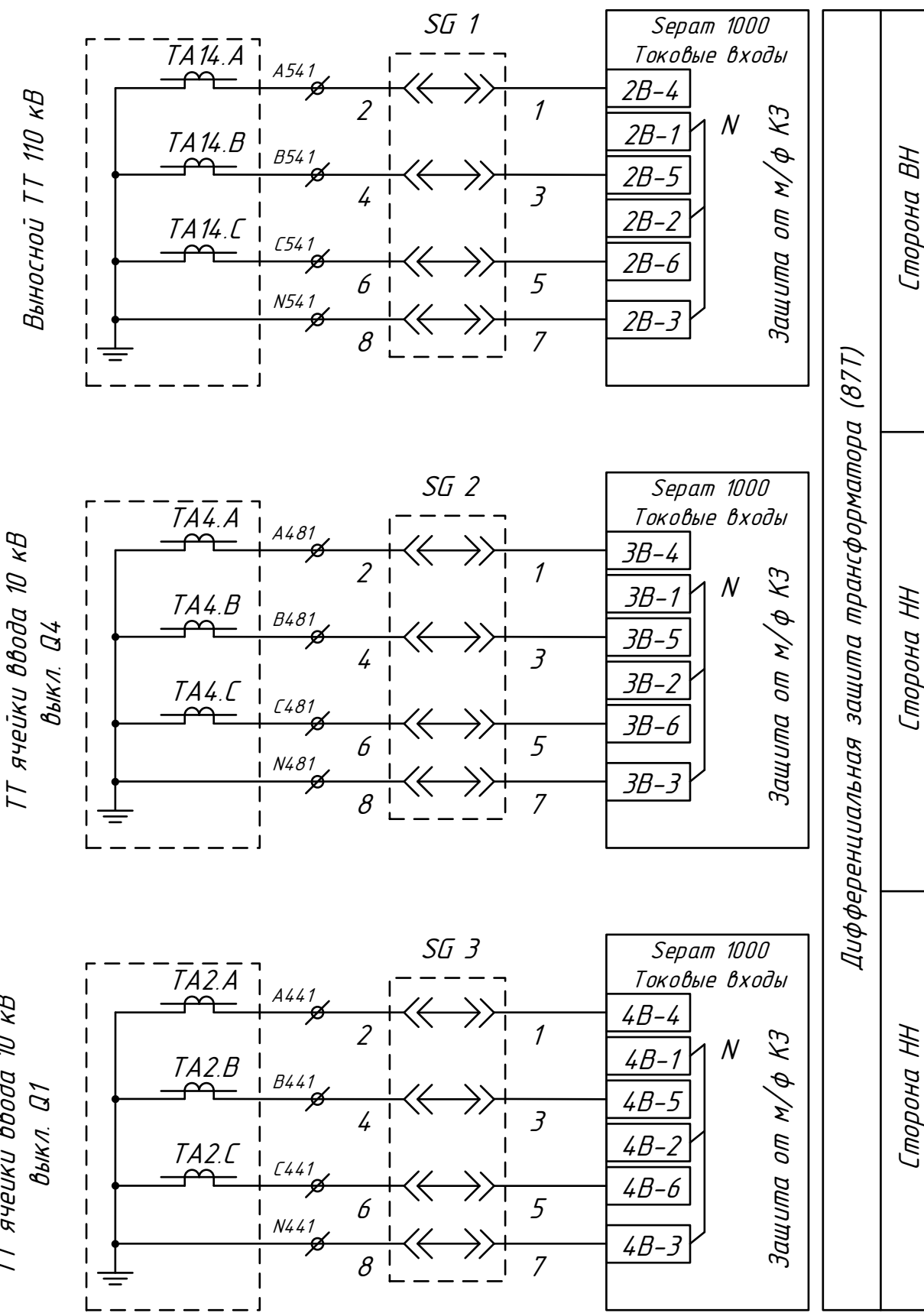
Секционный выключатель



Трансформатор напряжения

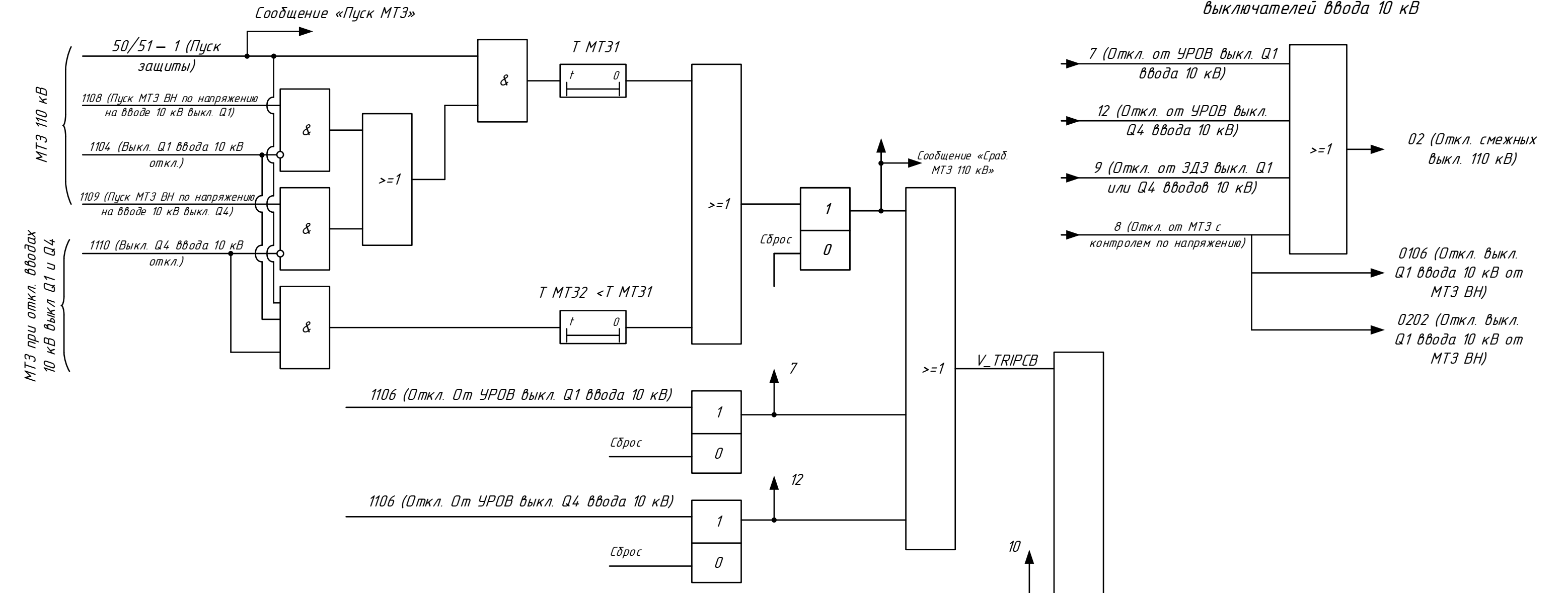
				ВКР.14.4.033.130302.СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Наполнение зала генераторного распределительного устройства	
Разраб.	Троцкий И.К.				Литер	Масса
Проб.	Ротачева А.Г.				Д	
Т. Контр.					Лист 4	Листов 6
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АМГУ	
Утв.	Сабина Н.В.				Кафедра энергетики	
				Реконструкция генераторного распределительного устройства 10 кВ Тобольской ТЭЦ		

Токовые цепи



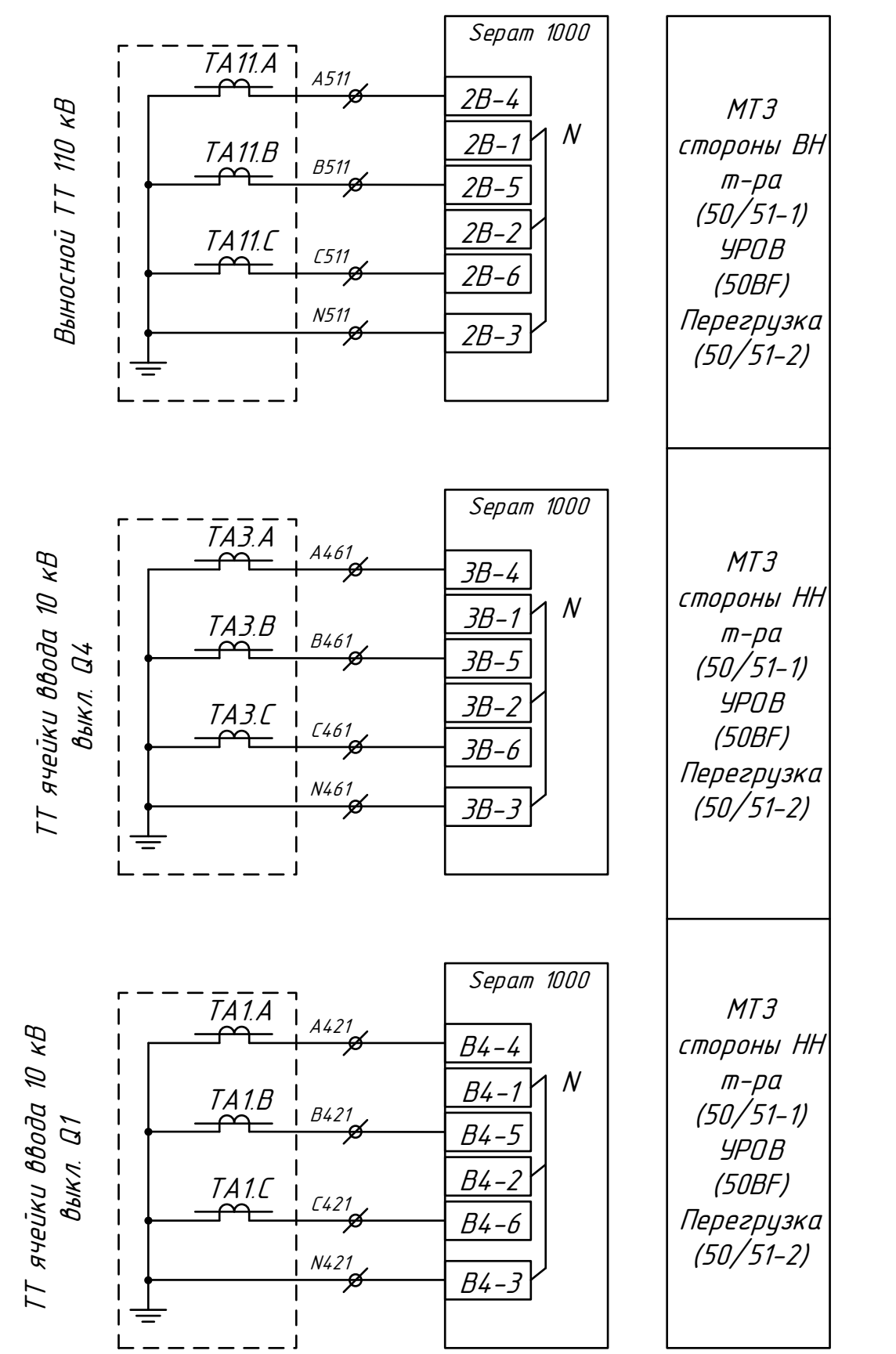
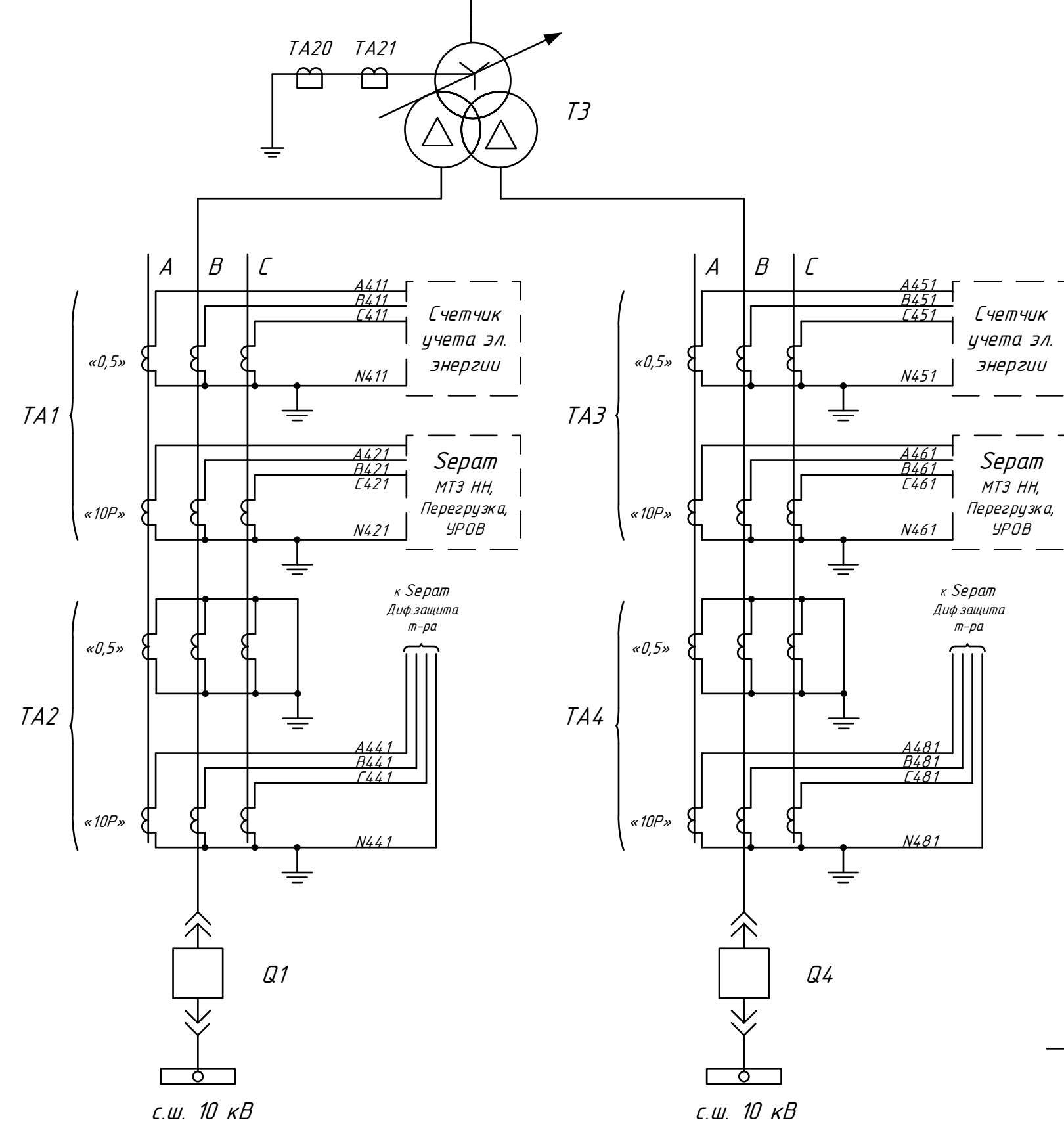
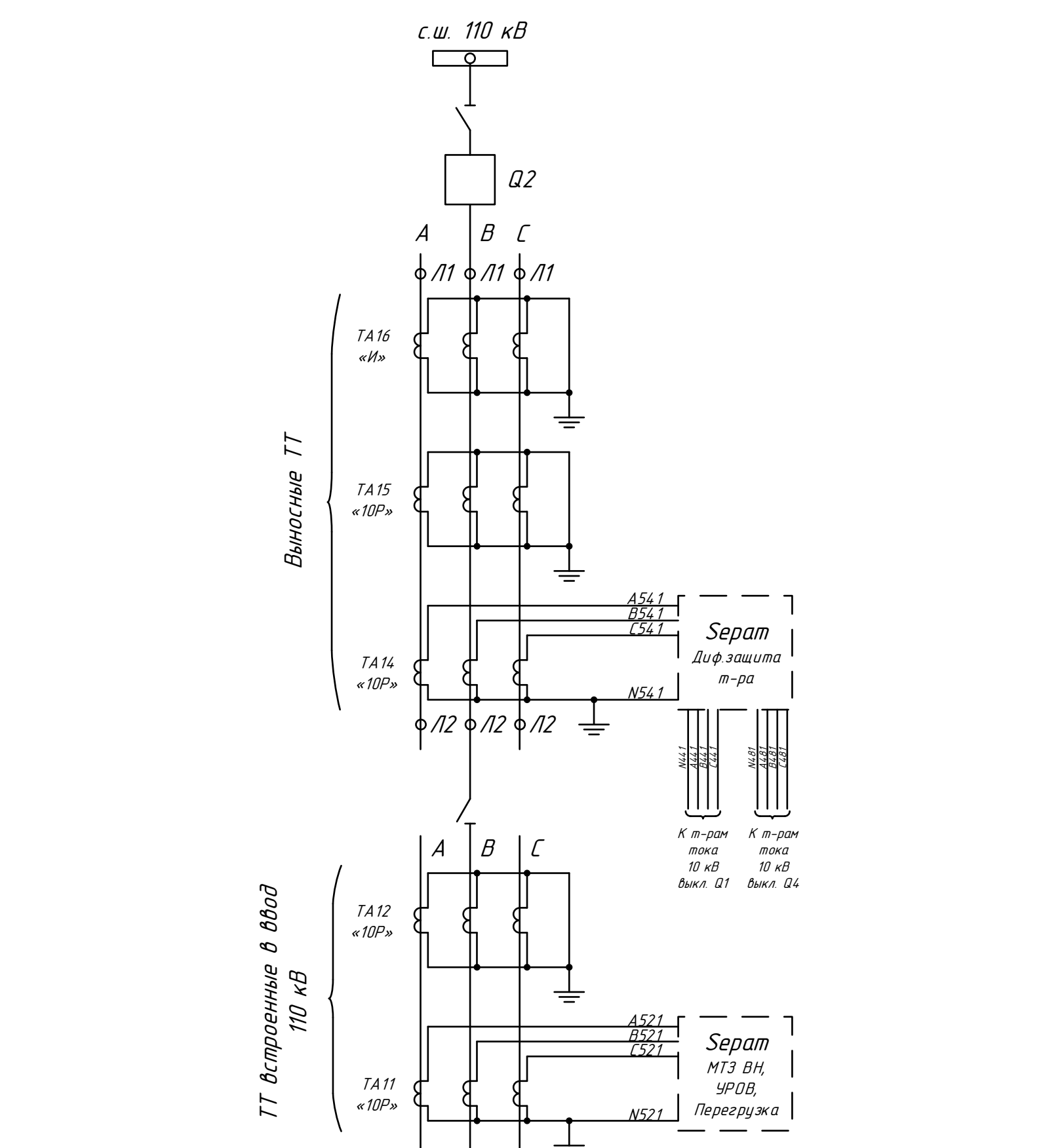
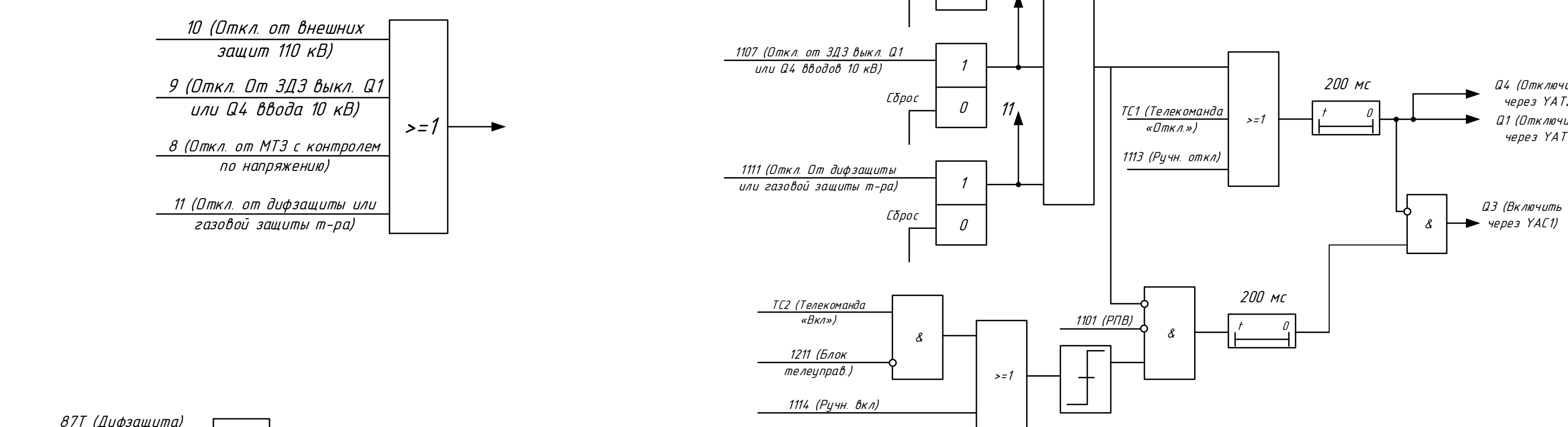
Выносной ТТ 110 кВ
 ТТ ячейки ввода 10 кВ выкл. Q4
 ТТ ячейки ввода 10 кВ выкл. Q1

Логика срабатывания выходных реле

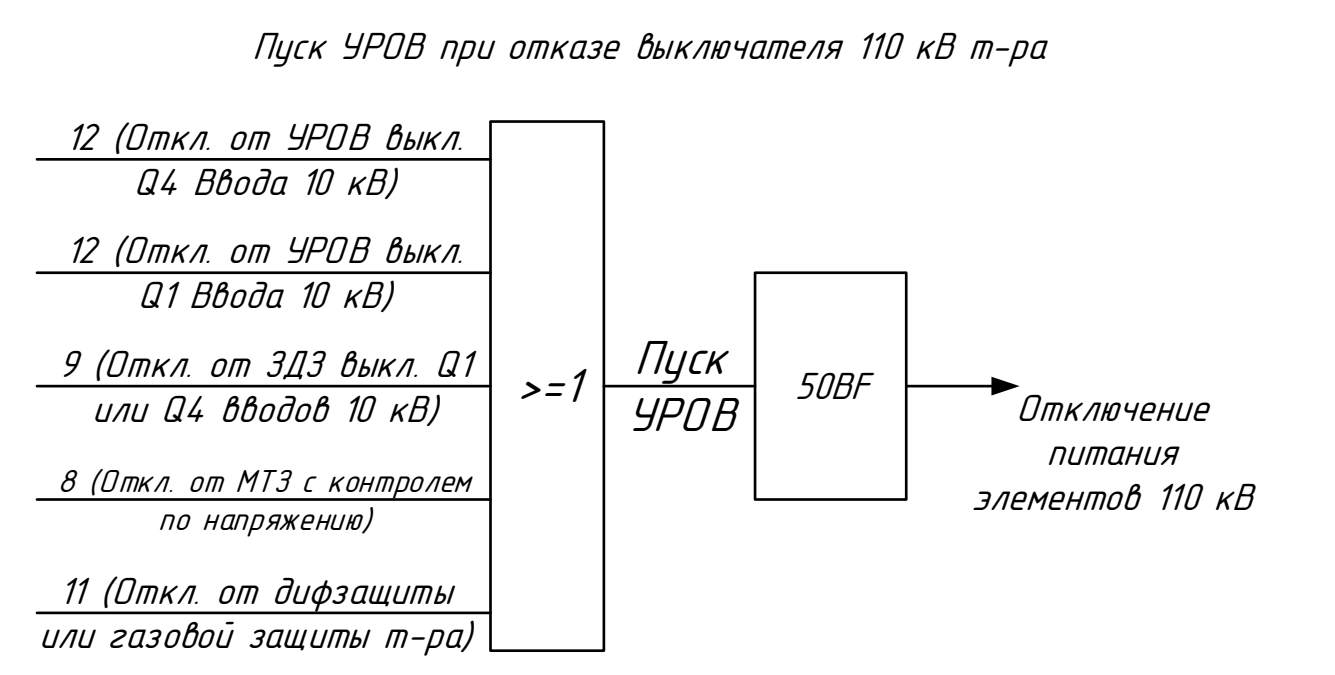


Отключение выключателей смежных присоединений 110 кВ и выключателей ввода 10 кВ

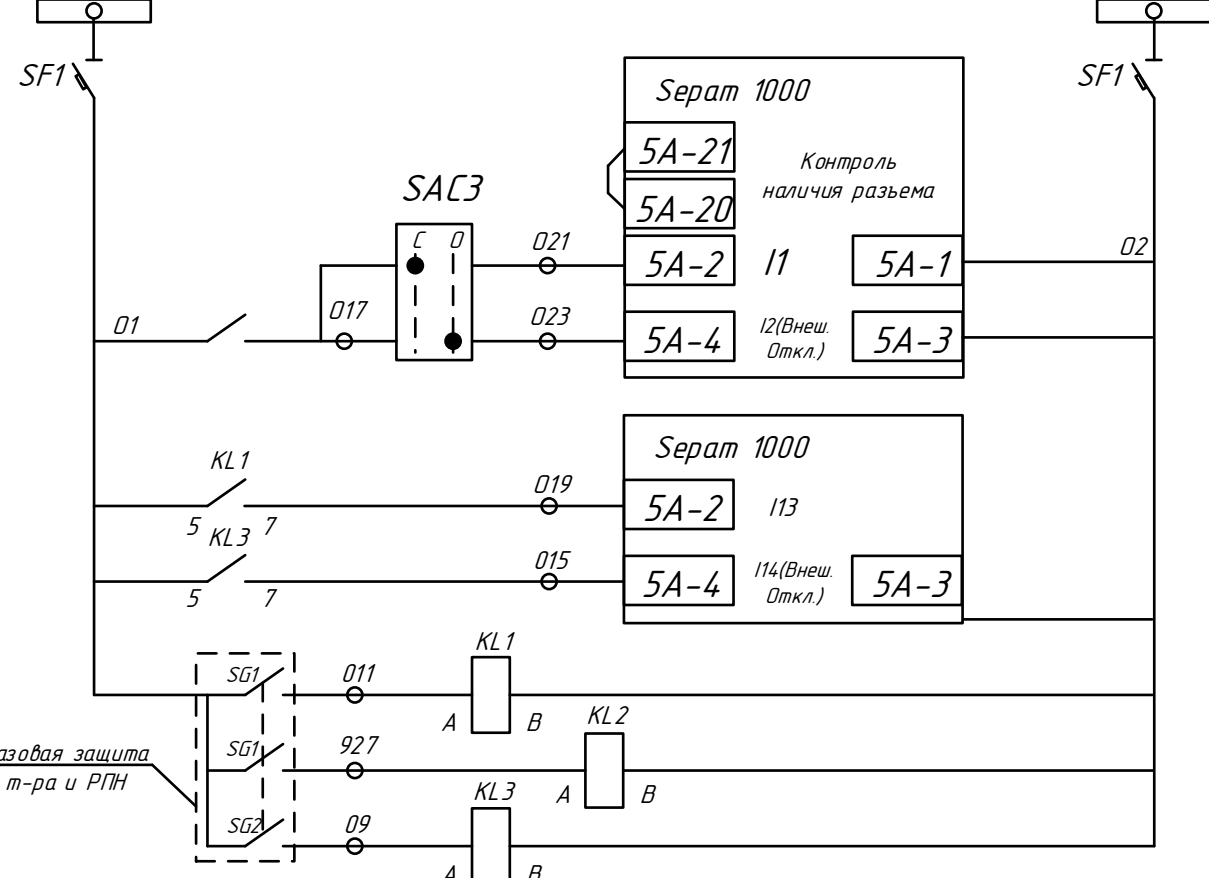
Аварийная сигнализация



Выносной ТТ 110 кВ
 ТТ ячейки ввода 10 кВ выкл. Q4
 ТТ ячейки ввода 10 кВ выкл. Q1



Цели оперативного тока

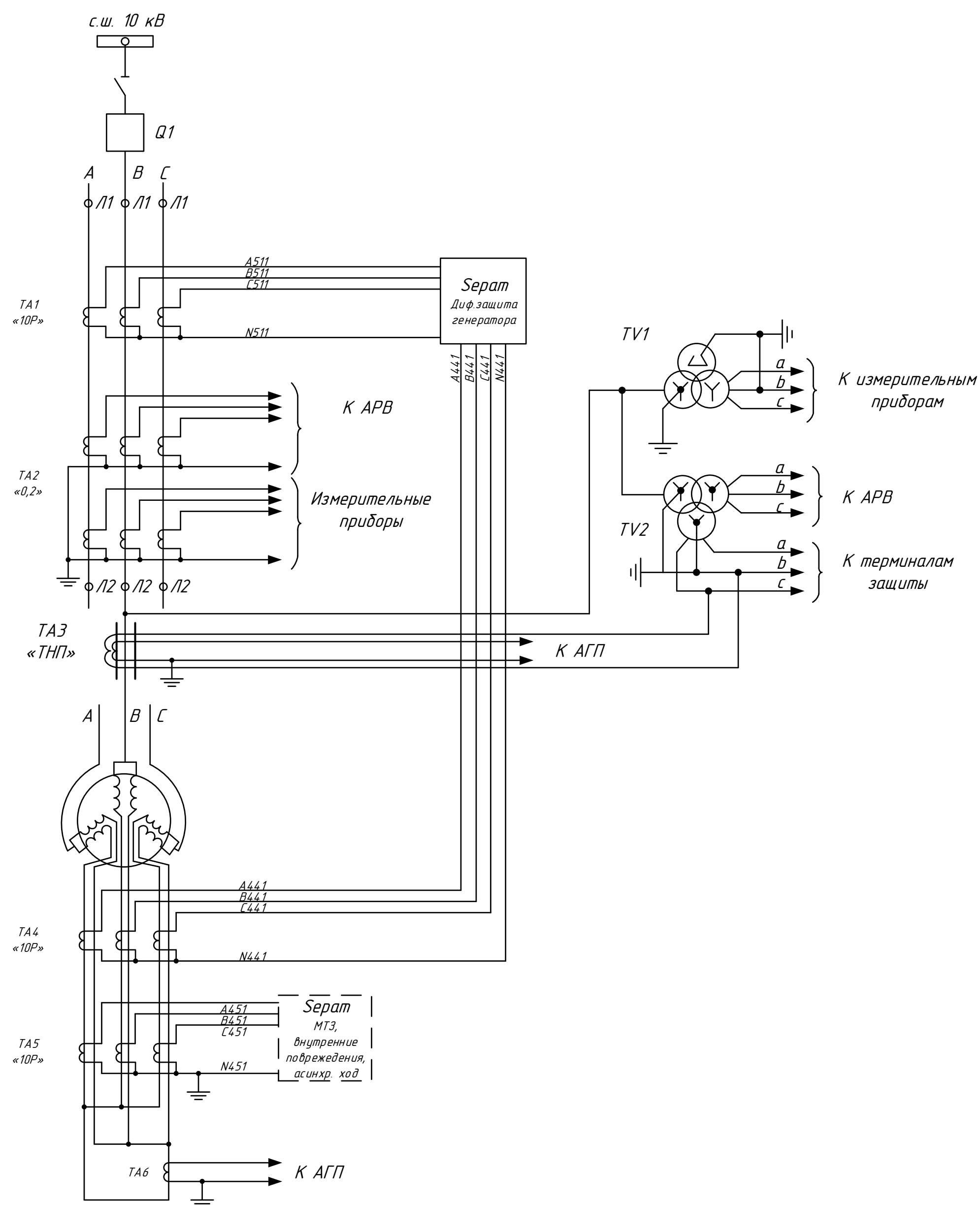


Шинки питания и автомат
 2 ступень газовой защиты т-ра с действием на сигнал или отключение
 1 ступень газовой защиты т-ра с действием на сигнал
 Газ защита РПН с действием на отключение
 Реле-повторит. 1 ступени газ. защиты т-ра
 Реле-повторит. 2 ступени газ. защиты т-ра
 Реле-повторит. газовой защиты РПН

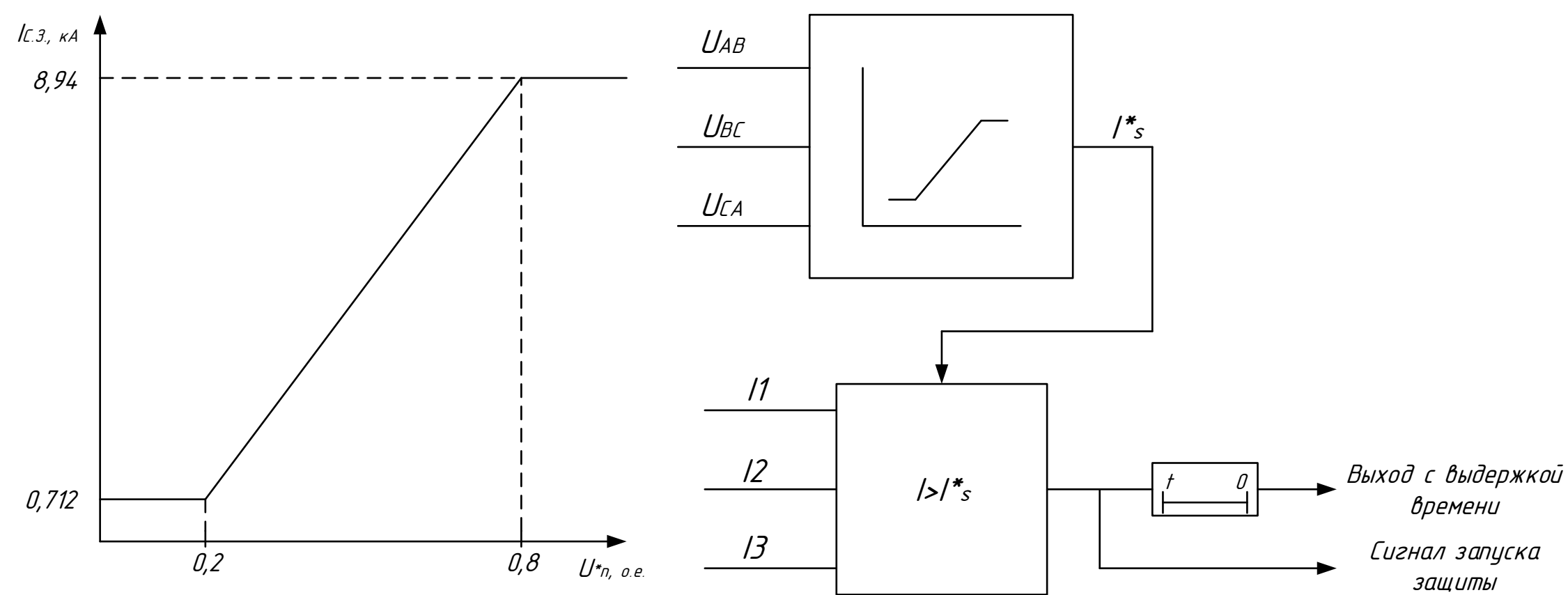
ВКР.14.4033.130302.СХ				Терминал защиты трансформатора Serap Т81			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литер	Масса	Масштаб
		Разраб.	Трацкий И.К.		Д		
		Проб.	Ротачева А.Г.				
		Т. Контр.			Лист 5	Листов 6	
		Н. Контр.	Козлов А.Н.		АМГУ Кафедра энергетики		
		Учб.	Савина Н.В.				

Реконструкция генераторного распределительного устройства 10 кВ Тодольской ТЭЦ

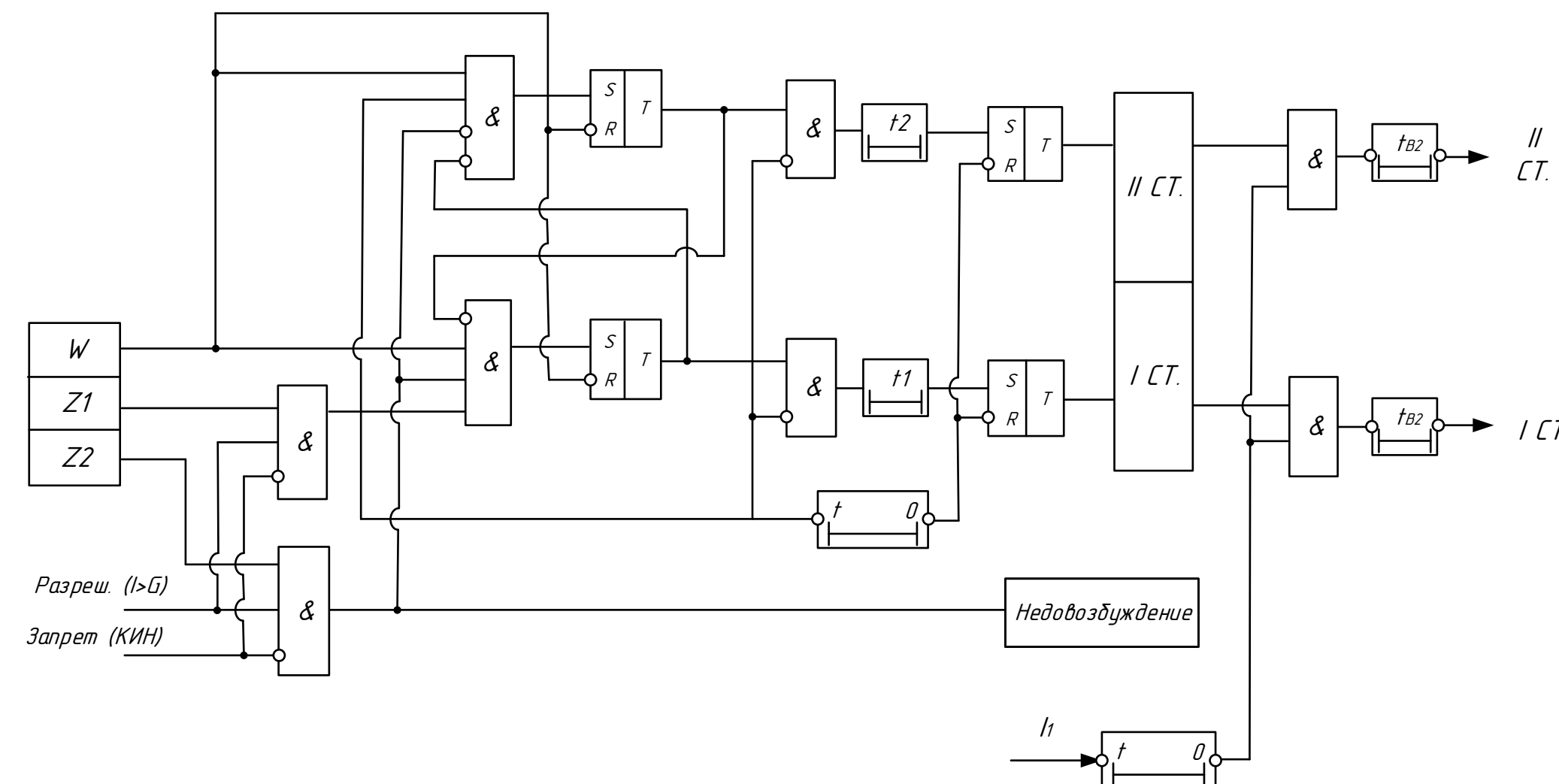
Главная схема соединений



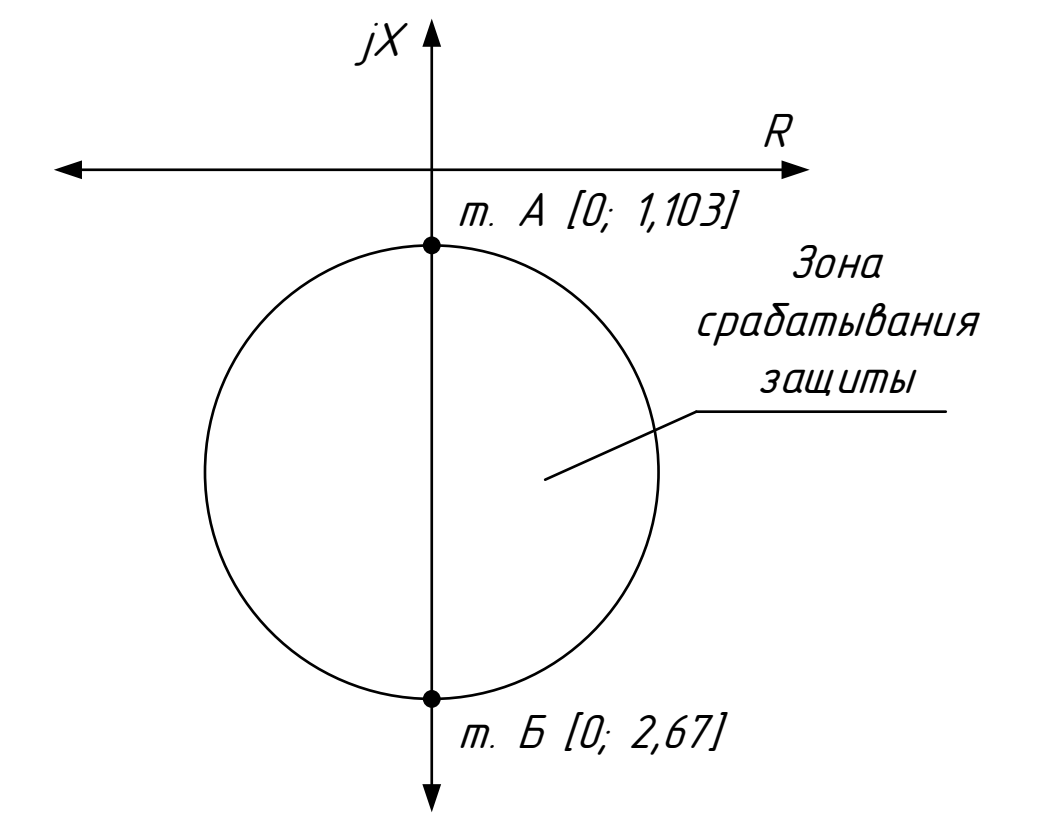
Максимальная токовая защита в фазах с коррекцией по напряжению



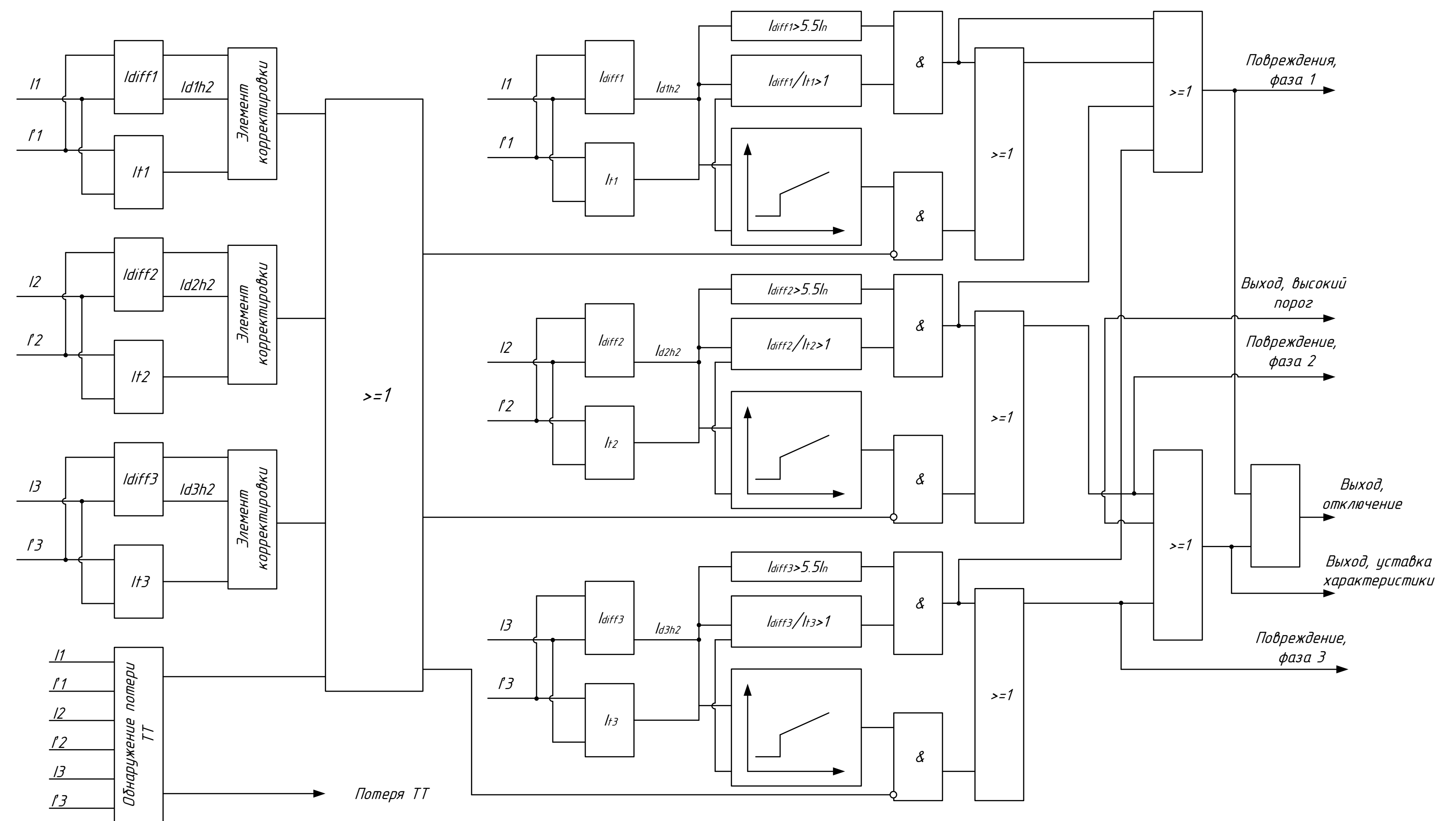
Защита генератора от асинхронного режима



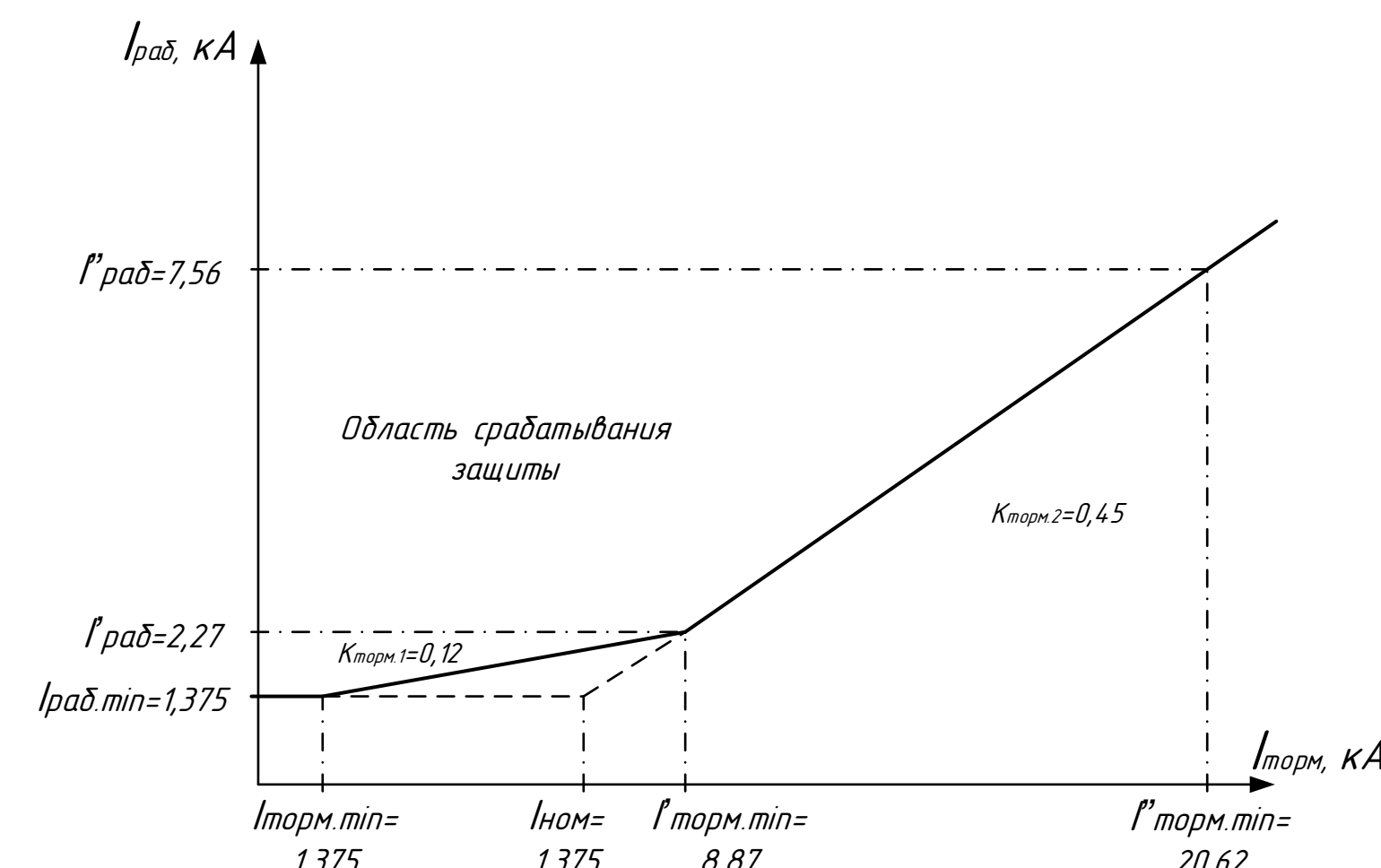
Характеристика срабатывания защиты от асинхронного режима



Продольная дифференциальная защита



Характеристика срабатывания продольной ДЗТ



ВКР.14.4033.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Релейная защита генератора на дате терминала Serap G87	
Разраб.	Трацкий И.К.				Д	
Пров.	Ротачева А.Г.				Лист 6	Листов 6
Т. Контр.					АМГУ	
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики	
Утв.	Савина Н.В.				Реконструкция генераторного распределительного устройства 10 кВ ТЭЦ	