

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетика
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения центральной части города
Находка с центром питания подстанция Гайдамак напряжением 35/6 кВ

Исполнитель

студент группы 342зсб2

подпись, дата

А.А. Яковлев

Руководитель старший

преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Яковлева Александра Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения центральной части города Находка с центром питания подстанция Гайдамак напряжением 35/6 кВ

(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Бакалаврская работа содержит 86 стр., 8 рисунков, 18 таблиц, 95 формулу, 21 источник, 2 приложения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Л.А. Мясоедова
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 стр., 9 рисунков, 28 таблиц, 72 формулы, 17 источников, 8 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,

В настоящей ВКР разработан вариант развития схемы внешнего электроснабжения напряжением 6 кВ города Находка в связи с реконструкцией и модернизацией электрических сетей и центра питания ПС 35/6 кВ «Гайдамак» в Приморском крае.

Выполнено обоснование типа и конструкции распределительного устройства высокого и низкого напряжения подстанции 35/6 кВ «Гайдамак». Выполнен расчет нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций имеющих центр питания ПС «Гайдамак», выполнен расчет нагрузки на стороне низкого напряжения указанной ПС. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ с учетом развития. Произведен выбор основного электрического (силового и измерительного) оборудования. Выбрана защита вновь вводимых силовых трансформаторов 35/6 кВ. Произведен расчет режимов работы электрической сети в различных условиях. Рассчитаны основные показатели надежности электроснабжения ПС после реконструкции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района электрических сетей	8
2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе реконструкции и модернизации	10
3 Разработка вариантов развития сети внешнего электроснабжения с центром питания ПС «Гайдамак»	13
4 Исходные данные для расчета низковольтной нагрузки	15
5 Расчет низковольтной нагрузки	17
5.1 Выбор трансформаторов КТПг 6/0,4 кВ	20
5.2 Определение расчетных нагрузок на шинах ВН КТПг	23
5.3 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «Гайдамак»	25
6 Реконструкция РУ ВН ПС «Гайдамак»	27
7 Выбор компенсирующих устройств ПС «Гайдамак»	29
8 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Гайдамак»	31
9 Расчет токов КЗ	33
10 Выбор оборудования	41
10.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	42
10.2 Выбор выключателей 6 кВ	44
10.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	45
10.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	46
10.5 Выбор трансформаторов тока	46
10.6 Выбор трансформаторов напряжения	50
10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
10.8 Выбор жестких шин низкого напряжения 6 кВ	54
11 Выбор сечений КЛ 6 кВ	56
12 Проверка сечений КЛ по термической стойкости и допустимой потере напряжения	60

12.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	63
12.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	65
13 Защита силового трансформатора	67
13.1 Дифференциальная защита	67
13.2 Газовая защита	69
13.3 Защита от перегрузки	70
13.4 Максимальная токовая защита	71
14 Расчет параметров надежности электроснабжения ПС «Гайдамак»	76
Заключение	75
Библиографический список	76
Приложение А Расчет трансформаторов КТПг	78
Приложение Б Определение расчетных нагрузок 6 кВ КТПг	80
Приложение В Определение расчетных токов сечений	83
Приложение Г	84
Приложение Д	85
Приложение Е	86
Приложение Ж	87
Приложение З	88

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа рассматривает вариант реконструкции электрической сети напряжением 6 кВ с центром питания ПС 35/6 «Гайдамак» города Находка Приморского края

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что в настоящее время состояние электрических сетей напряжением 6 кВ с центром питания ПС «Гайдамак» находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется скорейшая его замена. Периодический выход из строя кабельных линий, комплектных трансформаторных подстанций, коммутационных аппаратов, измерительного оборудования, приводит к снижению количества отпускаемой электроэнергии а следовательно к убыткам. Оборудование самой ПС «Гайдамак» так же нуждается в скорейшей замене, в связи с постоянным ростом электрических нагрузок и невозможностью поддерживать нормативные коэффициенты загрузки трансформаторов, на более современное и надежное. Замена указанного оборудования позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей ПС

Целью данной работы является определение наиболее технически и экономически оптимального варианта развития электрических сетей напряжением 6 кВ с центром питания ПС 35/6 «Гайдамак»

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач: разработка варианта развития сети напряжением 6 кВ, определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТПг рассматриваемого района города «Находка», в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов 6/0,4 кВ на КТПг; расчет сечений и выбор типа проводников в сети 6 кВ. Расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Гайдамак», компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов 35/6 кВ.

Так же в работе предусматривается провести выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Гайдамак» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к протеканию токов короткого замыкания.

К дополнительным задачам относим следующие: расчет параметров надежности электроснабжения ПС «Гайдамак», расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах 35/6 кВ, расчет основных параметров надежности электроснабжения ПС «Гайдамак» после реконструкции, расчет экономической эффективности в реконструкцию электрической сети и ПС «Гайдамак», здесь же будут рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электроустановок (комплектных распределительных устройств, электрических сетей и силовых трансформаторов).

Для выполнения поставленных задач в данной работе использовались программные комплексы такие как MATHCAD- для выполнения я расчетов нагрузок в низковольтных сетях, WORD-для оформления пояснительной записки, VISIO-для оформления графической части данной работы

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Осень тёплая и влажная, на осенние месяцы приходится максимум количества осадков. Лето, как правило, тёплое, сухое, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Особенность — осенью обильные осадки и туман. Осень — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству.

Средняя годовая температура от -1°C до $+7^{\circ}\text{C}$. Средняя температура августа $+17\dots+22^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум $+41^{\circ}\text{C}$ зарегистрирован в Пограничном районе и Кавалерово. Средняя температура января на побережье от -8°C до -14°C . Ветра, особенно на островах и вершинах полуостровов, понижают эффективную температуру воздуха. Зима во Находке воспринимается как более холодная. В материковых районах температура января составляет $-14\dots-23^{\circ}\text{C}$. Самая тёплая зима на юге в окрестностях г. Находка, самая холодная — в горных районах центральной и северной части края. Абсолютный минимум $-48,8^{\circ}\text{C}$, зарегистрированный в Красноармейском районе, связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль. Самые тёплые — июнь, июль и август в континентальных районах; июль, август и сентябрь на побережье. Осадков $550\text{—}920$ мм в год. Зимой в связи с интенсивным прогревом холодных воздушных масс, влажность воздуха на побережье ниже, чем в глубине территории. Летом, наоборот, из-за тихоокеанского муссона влажность на побережье выше, чем в континентальных районах.

Основные климатические данные необходимые для выбора оборудования представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Величина
Район по ветру	V
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (15 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-32
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Высшая температура воздуха, °С	+34
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10

Данные из таблицы 1 будут применяться при дальнейших расчетах

2 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНЕ РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ

Принципиальная схема внешнего электроснабжения с центром питания ПС 35/ кВ «Гайдамак» представлена на рисунке 1,2.

Как видно на рисунке от РУНН ПС «Гайдамак» отходит 12 фидеров которые в последствии имеют резервирование с другими ПС данного района. Все линии электропередачи выполнены в виде электрических кабелей с бумажной изоляцией срок службы которых в большинстве случаев истек и требуется скорейшая их замена на более современные имеющие изоляцию из сшитого полиэтилена. Силовые трансформаторы типа ТМ 6 кВ так же отслужившие свой срок имеют конструкцию с расширительным баком, при этом в настоящее время повсеместно принимаются на эксплуатацию герметичные трансформаторы типа ТМГ без расширителя, которые практически не требуют дополнительного обслуживания и осмотра.

Так же на рисунке 1, 2 указано что в схеме присутствуют как одно так и двухтрансформаторные КТПг, мощность трансформаторов варьируется от 250 до 1000 кВа.

На ПС Гайдамак в настоящее время установлено устаревшее оборудование которое периодически дает сбой в работе, в частности силовые трансформаторы типа ТМН 6300/35 номинальной мощности которых недостаточно для удовлетворения нужд потребителей. Так же коммутационное оборудование требует замены: выключатели типа С-35, разъединители РНДЗ-1-35-1000 периодически входит из строя из-за нагрева контактных соединений. В РУ НН в настоящее время установлены масляные выключатели которые требуют постоянного обслуживания: долива масла итд.

Рисунок 1 Существовавшая схема электроснабжения 6 кВ

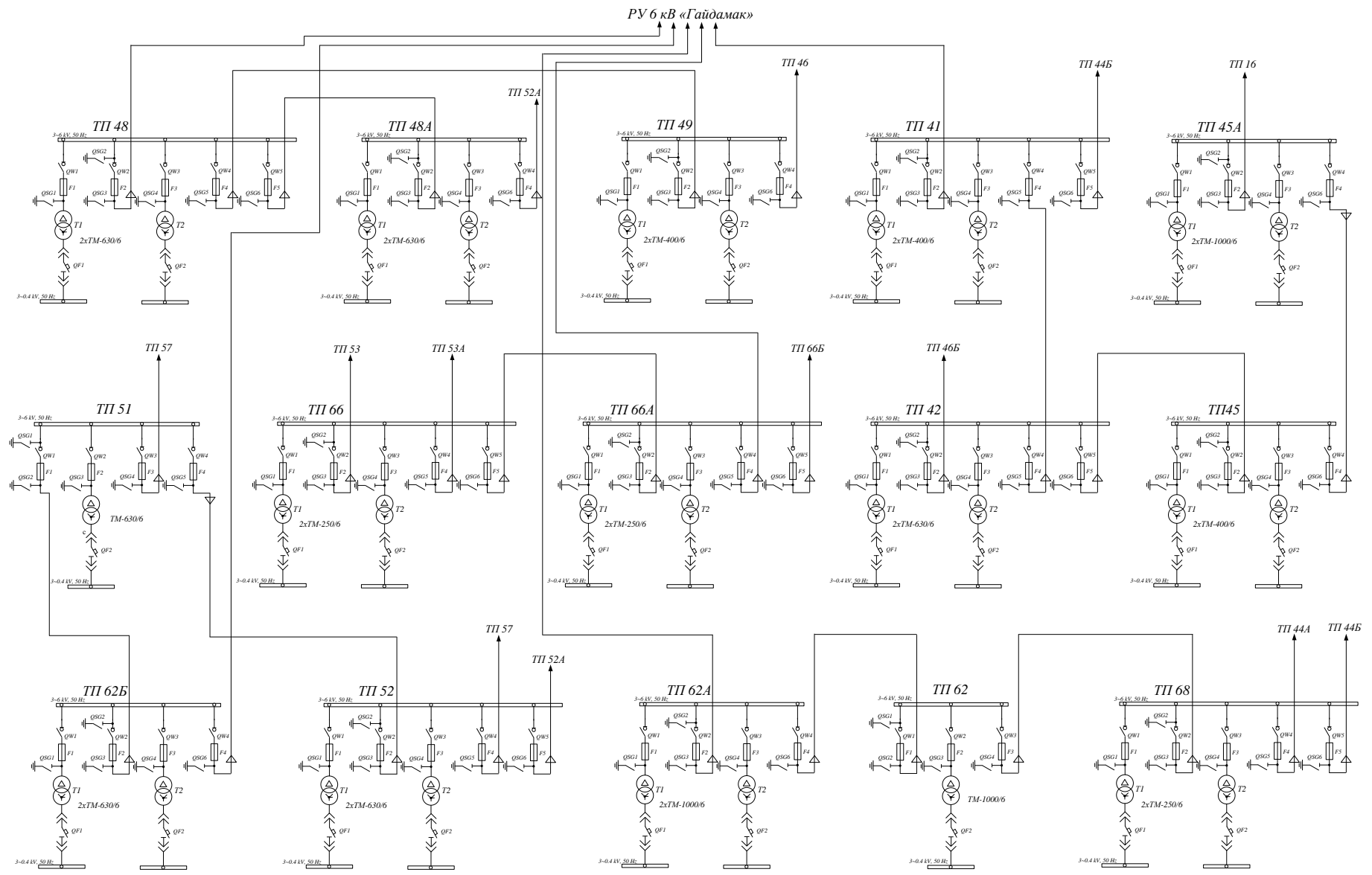
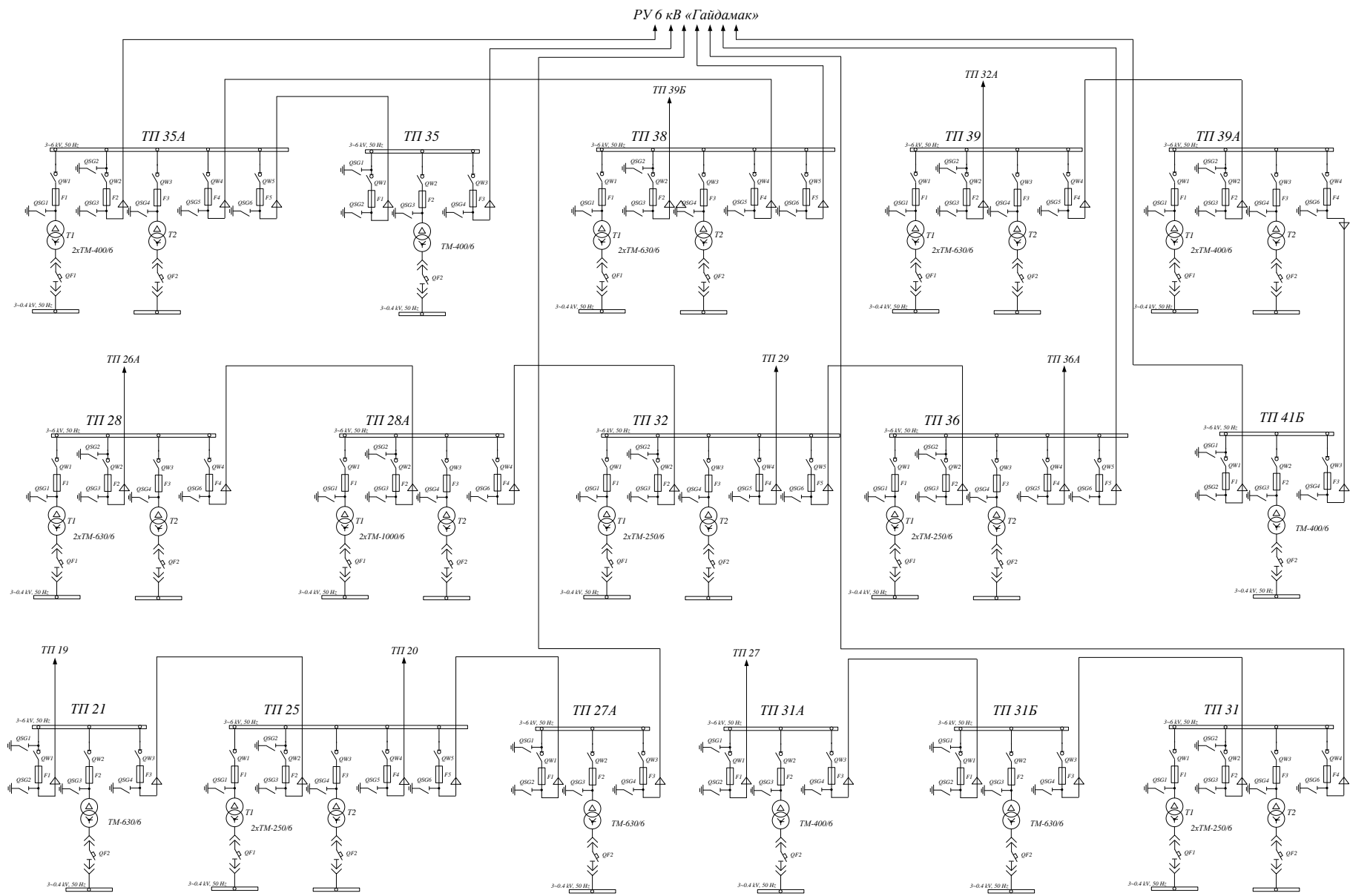


Рисунок 2 Существующая схема электрообеспечения 6 кВ



3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ПС «ГАЙДАМАК»

Разработка вариантов схем электроснабжения городских застроек должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Анализ существующей схемы электроснабжения показывает что в данном районе электрические сети имеют значительное разветвление и большое количество трансформаторных ПС, так же следует отметить значительную степень резервирования с соседними ПС. В используются петлевые схемы питания потребителей электроэнергии. Начало петли подключено к одной ПС, в середине организован разрыв, второй конец петли подключается к соседней ПС. Данная схема весьма часто применяется в системах городского электроснабжения и зарекомендовала себя как довольно надежная.

В данном случае эксплуатация указанной на рисунках 1, 2 схемы электроснабжения показывает, что в основном проблемы с надежностью электроснабжения возникают только по причине выхода из строя устаревшего оборудования, при этом сама схемная надежность из за многократного резервирования с другими фидерами находится на высоком уровне. Следовательно можно сделать вывод об отсутствии необходимости в изменении принципиальной схемы электроснабжения потребителей рассматриваемого района города «Находка», в данном случае КТПг. При этом необходимо учитывать плотность застройки в центре города «Находка», которая так же создает трудности в изменении схемы и добавлении дополнительных линий электропередач.

Принимаем окончательно существующий вариант сети и рассматриваем подробно модернизацию существующего оборудования включая основное оборудования ПС «Гайдамак».

4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ

В данной ВКР предусматривается модернизация схемы внешнего электроснабжения 6 кВ с центром питания существующей ПС 35 кВ «Гайдамак». Такое решение принято в связи увеличением потребления электроэнергии в центральной части города и невозможностью эксплуатации существующих силовых трансформаторов на ПС «Гайдамак» в таких условиях. Для выбора основного электротехнического оборудования как на самой ПС «Гайдамак» так и на отходящих фидерах включая КТПг необходимо провести расчет электрических нагрузок, для этого в данном разделе приводится ее краткая характеристика.

К основным потребителям подключенным к шинам низкого напряжения ПС «Гайдамак» относятся объекты социальной инфраструктуры: предприятия торговли, образовательные учреждения, жилые здания. По роду тока в нагрузке имеются только потребители подключенные на переменное напряжения, по категории надежности электроснабжения все рассматриваемые потребители относятся к третьей и второй категориям

В таблице 2 представлены данные по отходящим фидерам ПС «Гайдамак».

Таблица 2 – Данные по отходящим фидерам ПС «Гайдамак».

Фидер ПС «Гайдамак»	Наименование КТПг
1	2
1	№ 38
1А	№ 48, 49
3	№ 35А
5	Резерв
7	№ 36, 32, 28, 28А
8	№ 62, 68
10	№ 62А
12	№ 51, 52
13	№ 41, 42
14	№ 62Б
15	№ 66, 66А
16	РП7, № 56А

Продолжение таблицы 2

1	2
17	№ 31, 31А, 31Б
19	№ 21, 25, 27, 27А
21	№ 39, 41Б, 39А
23	№ 35

Исходя из данных по подключенным КТПг проводим расчет электрических нагрузок на каждом фидере.

5 РАСЧЕТ НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает отдельная семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности зависящим от количества потребителей.

Электропотребление потребителей энергии определяется освещением и электроприемниками повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и прочее).

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих частей электроустановок (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защиты сетей и электрооборудования.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид:

$$P_{P0,4ТП} = P_{\max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания из числа подключенных зданий, кВт;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка зданий питаемых, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузок.

Проводим расчет на примере КТПг № 38, данные по отходящим фидерам представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по отходящим фидерам 0,4 кВ КТПг № 38

Наименование КТПг	Потребитель	Количество зданий	Количество квартир, (площадь помещения)
КТПг № 38	Жилой дом	2	108 кв
	Жилой дом	2	100 кв
	Жилой дом	3	75 кв
	Здание торговли	1	200 м ²
	Здание торговли	1	600 м ²

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру (кВт/кв);

$n_{кв}$ – количество квартир.

В нашем случае в зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий :

$$P_{РЖД} = (108 + 108 + 100 + 100 + 75 + 75) \cdot 1,95 = 1103,7 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности :

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

$$Q_{РЖД} = 1103,7 \cdot 0,2 = 220,74 \text{ (кВАр)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для торговых зданий по следующей формуле:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь торгового помещения (м^2).

$$P_{Робщ} = 0,25 \cdot (200 + 600) = 200 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 200 \cdot 0,75 = 150 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТПг при смешанном питании потребителей жилищной и торговой сферы через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, следовательно коэффициент применяется для зданий торговли:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Pобщ} \cdot k_y \quad (5)$$

$$P_{P0,4ТП} = 1103,7 + 200 \cdot 0,6 = 1223,7$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Pобщ} \cdot k_y = 220,74 + 150 \cdot 0,6 = 310,74$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (6)$$

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{1223,7^2 + 310,74^2} = 1262,53$$

Аналогично проводится расчет мощности для остальных КТПг подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Гайдамак», результаты расчета сведены в таблицу 4 (расчет приведен в приложении А):

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок на стороне 0,4 КТПг

Наименование КТПг	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (кВАр)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
38	1223,7	310,74	1262,53
48	607,5	133,87	622,07
49	508,5	113,25	520,95
35А	483	104,85	494,24
36	304,5	67,5	311,89
32	324,75	66,6	331,50
28	355,5	73,57	363,03
28А	978	197,25	997,69
62	900	192,37	920,33
68	315	75,37	323,89
62А	451,5	102,67	463,02
51	502,5	108,75	514,13

1	2	3	4
52	509,25	108,45	520,66
41	529,5	118,27	542,54
42	606,75	133,31	621,22
62Б	636,75	129	649,68
66	230,25	49,35	235,47
66А	280,5	60,22	286,89
РП7	301,5	65,25	308,47
56А	312,75	68,32	320,12
31	331,8	72,96	339,72
31А	249	58,05	255,67
31Б	358,8	76,05	366,77
21	364,65	75,07	372,29
25	325,35	67,05	332,18
27	491,7	100,65	501,89
27А	482,7	104,62	493,9
39	554,1	115,27	565,96
41Б	525,15	109,65	536,47
39А	486,3	101,96	496,87
35	457,2	96,22	467,21

По полученным данным проводим расчет мощности трансформаторов необходимых к замене на КТПг.

5.1 Выбор трансформаторов КТПг 6/0,4кВ

Выбор мощности трансформаторов 6/0,4 кВ осуществляется по расчетной мощности:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (7)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки силового трансформатора (для одно трансформаторных КТПг $K_3 = 0,8 - 0,85$, для двух трансформаторной 0,7);

N – количество трансформаторов на КТПг

S_p - расчетная мощность нагрузки КТПг (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформаторов устанавливаемых на КТПг №38 , определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} = \frac{\sqrt{1223,7^2 + 310,74^2}}{0,7 \cdot 2} = 901,81 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТПг №38 трансформатор типа ТМГ 1000/6, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{норм}} \cdot N} \leq K_3 = 0,7 \quad (8)$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на КТПг 38:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{1223,7^2 + 310,74^2}}{1000 \cdot 2} = 0,63$$

Расчет мощности трансформаторов на остальных КТПг приведен в таблице 5.

Таблица 5 - Выбор трансформаторов для КТПг

Наименование КТПг	Расчетная полная мощность (кВА)	Расчетная мощность трансформатора (кВт)	Тип	Кол-во	Коэффициент загрузки
1	2	3	4	5	6
38	1262,53	901,80	ТМГ 1000/6	2	0,63
48	622,07	444,33	ТМГ 630/6	2	0,49
49	520,95	372,10	ТМГ 400/6	2	0,65
35А	494,24	353,02	ТМГ 400/6	2	0,61
36	311,89	222,77	ТМГ 250/6	2	0,62
32	331,50	236,78	ТМГ 250/6	2	0,66
28	363,03	427,09	ТМГ 630/6	1	0,57
28А	997,69	712,63	ТМГ 1000/6	2	0,49
62	920,33	657,37	ТМГ 1000/6	2	0,46
68	323,89	231,35	ТМГ 250/6	2	0,64
62А	463,02	330,72	ТМГ 400/6	2	0,57
51	514,13	604,85	ТМГ 630/6	1	0,81
52	520,66	612,51	ТМГ 630/6	1	0,82
41	542,54	387,52	ТМГ 400/6	2	0,67
42	621,22	443,72	ТМГ 630/6	2	0,49
62Б	649,68	464,05	ТМГ 630/6	2	0,51
66	235,47	168,19	ТМГ 250/6	2	0,47

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
66А	286,89	204,92	ТМГ 250/6	2	0,57
РП7	308,47	220,33	ТМГ 250/6	2	0,61
56А	320,12	228,65	ТМГ 250/6	2	0,64
31	339,72	242,65	ТМГ 250/6	2	0,67
31А	255,67	300,78	ТМГ 400/6	1	0,63
31Б	366,77	431,49	ТМГ 630/6	1	0,58
21	372,29	437,98	ТМГ 630/6	1	0,59
25	332,18	237,27	ТМГ 250/6	2	0,66
27	501,89	358,49	ТМГ 400/6	2	0,62
27А	493,9	581,05	ТМГ 630/6	1	0,78
39	565,96	404,25	ТМГ 630/6	2	0,44
41Б	536,47	383,19	ТМГ 400/6	2	0,67
39А	496,87	354,90	ТМГ 400/6	2	0,62
35	467,21	333,72	ТМГ 400/6	2	0,63

Коэффициенты загрузки трансформаторов имеют значение не превышающее нормативного, следовательно расчет выполнен верно.

В данном случае к установке принимаем трансформаторы силовые трехфазные с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения – тип ПБВ, в герметичном исполнении, включаемые в сеть переменного тока частотой 50 Гц типа ТМГ

Преимущества трансформаторов ТМГ:

1. фактически не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
2. отсутствует контакт масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение всего срока службы;
3. малогабаритны, занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
4. уровень шума не превышает 55 дБ (А);
5. снижены на 15-20% потери холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других типов.

Параметры выбранных типов трансформаторов необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ.

Марка	ΔP_x (кВт)	ΔP_k (кВт)	U_k (%)	I_x (%)
ТМГ – 250/6	1,0	3,8	5,5	3,5
ТМГ – 400/6	1,3	5,4	5,5	3
ТМГ – 630/6	2,0	7,3	5,5	1,5
ТМГ – 1000/6	2,45	11,0	5,5	1,4

5.2 Определение расчетных нагрузок на шинах ВН КТПг

Для выбора марки кабельной линии питающей КТПг, расчета и выбора компенсирующих устройств на питающей ПС, выбора силовых трансформаторов, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне высокого напряжения КТПг.

Расчетные электрические нагрузки сетей 6 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных КТПг, присоединенных к данному элементу сети (шинам низкого напряжения ПС «Гайдамак»), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по справочным данным.

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах 6/0,4 кВ. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (9)$$

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (10)$$

Потери реактивной мощности (кВАр):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (11)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{тнЮ.М}} + \frac{I_x \cdot S_{тнЮ.М}}{100} \quad (12)$$

где P_n - активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - реактивная мощность нагрузки (кВар)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе КТПГ №38:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x = 2 \cdot (11,0 \cdot 0,63^2 + 2,45) = 13,63 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{мном}} + \frac{I_x \cdot S_{мном}}{100} = 2 \cdot \left(\frac{5,5 \cdot \left(\frac{1262,53}{2} \right)^2}{100 \cdot 1000} + \frac{1,4 \cdot 1000}{100} \right) = 71,83 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{13,63^2 + 71,83^2} = 73,12$$

Определяем расчетную мощность приведенную к шинам 6 кВ КТПГ №38 (кВА):

$$S_{P10} = \sqrt{(\Delta P_m + P_{P0,4ТП})^2 + (\Delta Q_m + Q_{P0,4ТП})^2} = 1335,65$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах и определения расчетной мощности на шинах 6 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ КТПг

Наименование КТПг	Коэффициент загрузки	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	S_{P10} (кВА)
38	0,63	13,63	71,83	73,12	1335,65
48	0,49	7,55	35,79	36,58	658,65
49	0,65	7,17	42,65	43,25	564,20
35А	0,61	6,72	40,79	41,34	535,58
36	0,62	4,95	28,22	28,63	340,52
32	0,66	5,34	29,58	30,06	361,56
28	0,57	4,42	20,95	21,41	384,44
28А	0,49	10,37	55,37	56,33	1054,03
62	0,46	9,55	51,29	52,17	972,54
68	0,64	5,18	29,03	29,49	353,3
62А	0,57	6,21	38,73	39,23	502,25
51	0,81	6,86	32,52	33,24	547,37
52	0,82	6,98	33,11	33,84	554,50
41	0,67	7,56	44,23	44,87	587,41
42	0,49	7,54	35,74	36,53	657,75
62Б	0,51	7,88	37,32	38,14	687,82
66	0,47	3,68	23,59	23,88	259,35
66А	0,57	4,50	26,55	26,93	313,82
РП7	0,61	4,89	27,96	28,39	336,86
56А	0,64	5,11	28,77	29,22	349,34
31	0,67	5,51	30,19	30,69	370,41
31А	0,63	3,51	20,98	21,27	276,94
31Б	0,58	4,47	21,19	21,66	388,43
21	0,59	4,54	21,55	22,02	394,31
25	0,66	5,35	29,63	30,11	362,29
27	0,62	6,85	41,31	41,88	543,77
27А	0,78	6,48	30,74	31,42	525,32
39	0,44	6,94	32,88	33,61	599,56
41Б	0,67	7,456	43,78	44,41	580,88
39А	0,62	6,76	40,97	41,52	538,39
35	0,63	6,28	39,00	39,51	506,72

Подробный расчет приведен в приложении Б, данные используем для определения расчетной нагрузки на шинах НН ПС «Гайдамак»

5.3 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «Гайдамак»

Расчетная электрическая нагрузка на шинах 6 кВ ПС «Гайдамак» определяются умножением суммы расчетных нагрузок отдельных КТПг, на коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов по следующей формуле.

$$S_{pПС} = k_C \cdot \Sigma S_{p10} \quad (13)$$

где k_C - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, при количестве трансформаторов 55 принимаем равным 0,7

$$S_{pПС} = 0,7 \cdot 16444,14 = 11510,88 \text{ (кВА)}$$

Определяем значение активной мощности через нормированный коэффициент мощности:

$$P_{pПС} = S_{pПС} \cdot \cos \varphi \quad (14)$$

$$P_{pПС} = 11510,88 \cdot 0,92 = 10590,03 \text{ (кВт)}$$

Определяем значение реактивной мощности через нормированный коэффициент реактивной мощности:

$$Q_{pПС} = P_{pПС} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (15)$$

$$Q_{pПС} = 10590,03 \cdot 0,43 = 4553,71 \text{ (кВАр)}$$

На основании полученных данных проводится выбор силовых трансформаторов на ПС «Гайдамак».

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН ПС «ГАЙДАМАК»

Учитывая существующую схему питания ПС «Гайдамак» (одна секционированная разъединителями система шин) в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «одна секционированная выключателем система шин». Такое решение принято в связи с необходимостью увеличения живучести ПС при различного рода аварийных ситуациях в системе, тк выключатель позволяет разделить в случае необходимости РУВН на две независимые части и отделить поврежденный участок без отключения потребителей.

Как говорилось ранее из за высокого уровня застройки в центре города а так же высокой стоимости участков земли принято решение в данной ВКР отказаться от открытого распределительного устройства высокого напряжения в пользу КРУ, ввиду большей компактности последнего

Принципиальная однолинейная схема подстанции «Гайдамак» после реконструкции представлена на рисунке 3.

К преимуществам данной схемы следует отнести возможность ведения режима работы сети путем включения и отключения выключателя в перемычке.

Данная схема РУВН имеет простую конструкцию и без серьезных финансовых вложений позволяет подключать дополнительные присоединения.

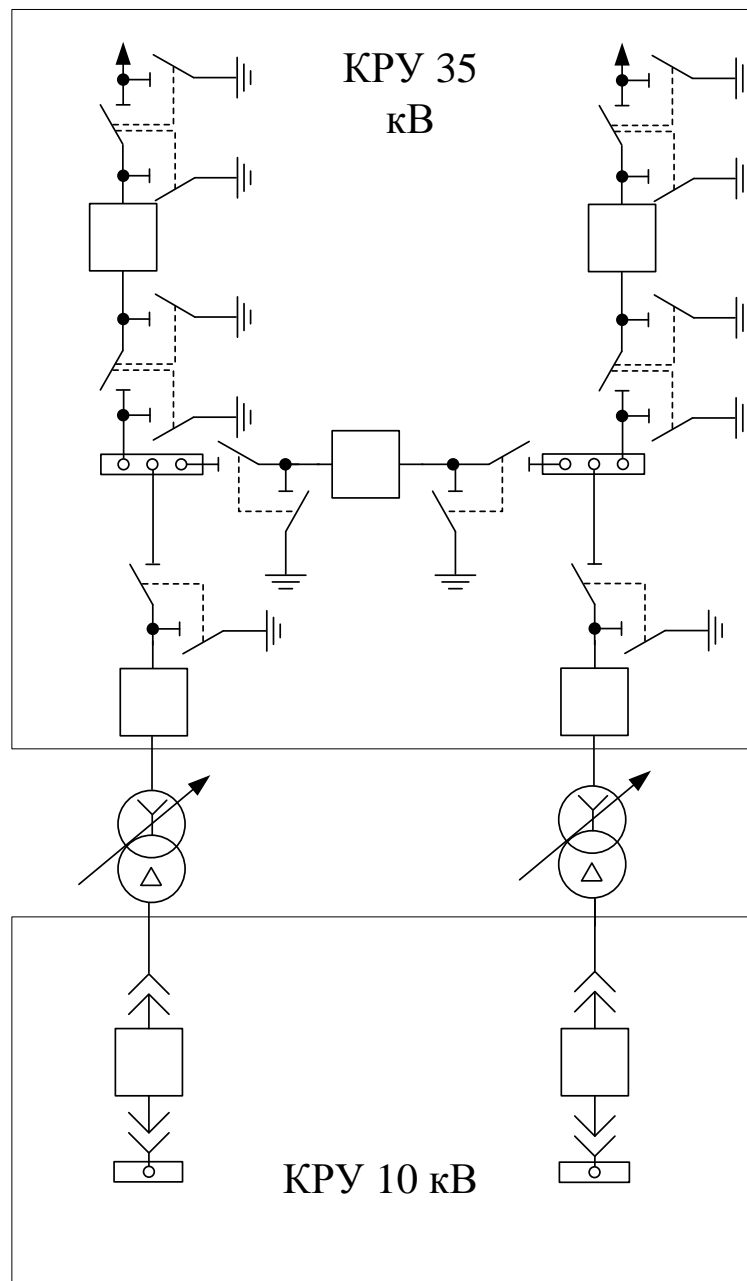


Рисунок 3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Гайдамак» после реконструкции

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «ГАЙДАМАК»

Устройства компенсации реактивной мощности (КРМ) оказывают существенное положительное влияние на режим работы электрической сети, в частности они позволяют снизить потери электроэнергии, поднять уровень напряжения на удаленных от источников питания точках сети, установка такого рода устройств на вновь вводимых ПС позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования данных устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по предельному коэффициенту мощности (кВАр):

$$Q_k = Q_p - P_p \cdot tg \cdot \varphi \quad (16)$$

где $tg \varphi$ - предельный коэффициент мощности (Приказ Министерства Промышленности РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

Q_p - максимальная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно расчетным данным.

P_p - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно исходным данным для проектирования.

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (кВАр) [4]:

$$Q_{k1} = \frac{Q_k}{2} \quad (17)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию (кВАр)

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем не скомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{\text{нск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (18)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Гайдамак», мощность КУ требуемая:

$$Q_k = Q_P - P_P \cdot \text{tg} \cdot \varphi = 4553,71 - 10590,03 \cdot 0,5 = -741,3 \text{ (кВАр)}$$

Мощность КУ требуемая к установке на шинах НН ПС «Гайдамак» имеет отрицательное значение, следовательно компенсация реактивной мощности не требуется

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «ГАЙДАМАК»

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В данной ВКР в нагрузке отсутствуют потребители первой категории, следовательно на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность силового двухобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [3]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (19)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_p – расчетная активная мощность (согласно расчетным данным) (МВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность (МВАр);

n_T – число трансформаторов (согласно категорийности потребителей электроэнергии);

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{ТЮМ}} \quad (20)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТЮМ}} \quad (21)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Гайдамак»:

$$S_p = \frac{\sqrt{10,59^2 + 4,55^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,23 \text{ (МВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТДН 10000/35 с системой охлаждения в виде принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 10 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 37 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{10,59^2 + 4,55^2}}{2 \cdot 10} = 0,57$$

$$K_A = \frac{\sqrt{10,59^2 + 4,55^2}}{10} = 1,14$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Короткими называют замыкания фаз, замыкания фаз на землю в сетях с глухо- и эффективно - заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических установках.

Короткие замыкания возникают при повреждении изоляции электрических установок. Причины нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, обрывы проводов и падение на землю, механические повреждения изоляции линий электропередач при земляных работах, удары молнии в линии электропередач.

Чаще всего замыкания происходят через сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические замыкания без сопротивления. Для упрощения расчета в большинстве случаев при расчете токов рассматривают металлическое КЗ без учета сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трехфазные и двухфазные замыкания. В трехфазных сетях дополнительно могут возникать также замыкания на землю (замыкание одного, двух фазных проводников между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном замыкании все фазы сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах, фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений изменяются относительно симметрии, они относятся к несимметричным замыканиям.

Короткие замыкания, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превышающих в несколько раз номинальные значения.

Протекание увеличенных токов сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части аппаратов, и электрические установки должны быть сконструированы

таким образом, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при повреждениях, должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются снижением уровня напряжения в электрической сети вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при этом может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к аварии с большим ущербом.

Для быстрого действия и надежной работы электрооборудования а в частности коммутационных аппаратов выполняется расчет токов короткого замыкания в расчетных точках рассматриваемого участка сети и дальнейшая проверка выбранного оборудования на стойкость к таким токам.

Данный выпускной квалификационной работы рассматривает расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС «Гайдамак» после реконструкции с целью выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Расчетные точки представлены на рисунке 4.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ источников питания в данном районе ПС «С-55» и «Волчанец». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

На рисунке 5 представлена схема замещения участка сети.

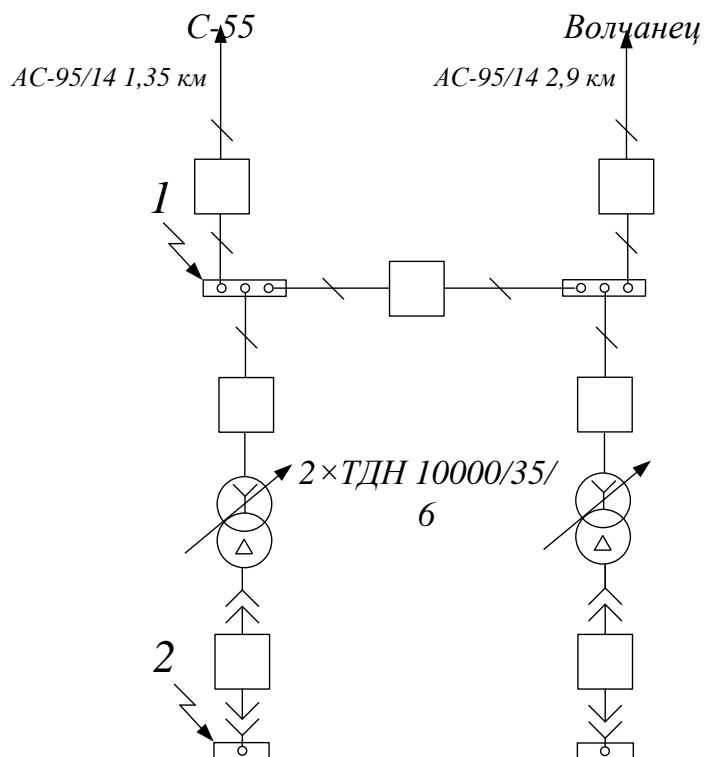


Рисунок 4 – Расчетные точки КЗ

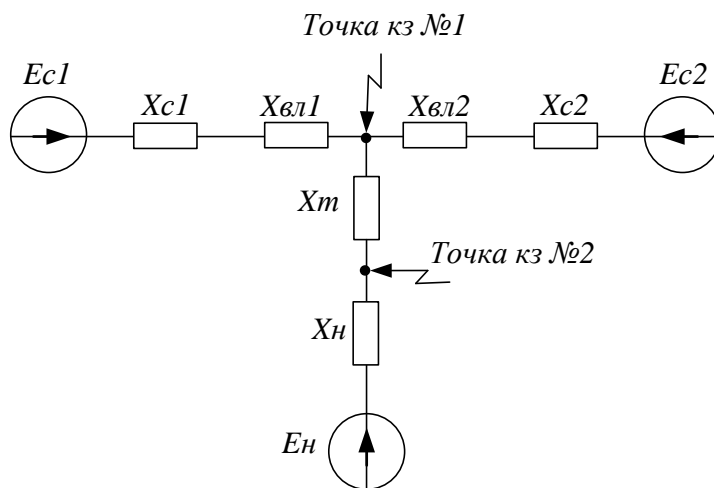


Рисунок 5 – Схема замещения

Принимаем базисные условия (базисная мощность для удобства принимается равной мощности трансформаторов ПС «Гайдамак»):

$$S_B = 10 \text{ (МВА)},$$

$$U_{B35} = 37 \text{ (кВ)}$$

$$U_{B6} = 6,3 \text{ кВ}$$

Базисный ток рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (23)$$

где I_B , U_B – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{B35} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,15 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «С-55»):

$$X_{C1} = \frac{S_B}{S_{C1}} \quad (24)$$

$$X_{C1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8,5} = 0,02$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Волчанец»):

$$X_{C2} = \frac{S_B}{S_{C2}} \quad (25)$$

$$X_{C2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,4} = 0,024$$

где S_C – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ со стороны соответствующего источника питания:

Определяем сопротивления обмоток силовых трансформаторов ПС «Гайдамак» (о.е.):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (26)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «С-55» - «Гайдамак»:

$$X_{ВЛ1} = x_{уд} \cdot L1 \frac{S_B}{U_{cp}^2} \quad (27)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – протяженность ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 1,35 \frac{10}{37^2} = 0,003$$

Сопротивление ВЛ «Волчанец» - «Гайдамак»:

$$X_{ВЛ2} = x_{уд} \cdot L2 \frac{S_B}{U_{cp}^2} \quad (28)$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 2,9 \frac{10}{37^2} = 0,05$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (на стороне низкого напряжения ПС «Гайдамак») (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (29)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{10}{11,52} = 0,3 \text{ (о.е.)}$$

Выполняем преобразование схемы замещения относительно точки КЗ №1

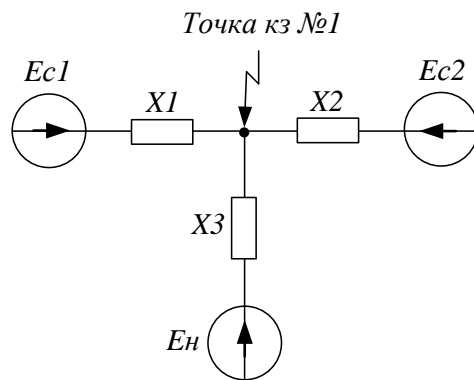


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

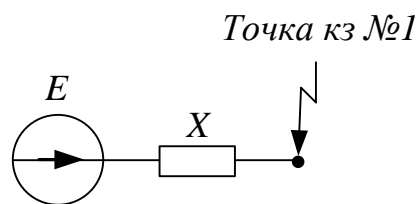


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Выполняем расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} = 0,02 + 0,003 = 0,023 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} = 0,024 + 0,05 = 0,074$$

$$X3 = X_H + 0,5 \cdot X_T = 0,3 + 0,5 \cdot 0,105 = 0,35$$

Находим результирующее сопротивление и ЭДС для точки короткого замыкания №1

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3}} \tag{30}$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{0,023} + \frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,35}} = 0,019$$

$$E = X \cdot \left(\frac{E_c}{X1} + \frac{E_c}{X2} + \frac{E_H}{X3} \right) \tag{31}$$

$$E = 0,019 \cdot \left(\frac{1}{0,023} + \frac{1}{0,074} + \frac{0,85}{0,35} \right) = 0,95$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{БЗ5} = \frac{0,95}{0,019} \cdot 0,15 = 7,5 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания :

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} \quad (32)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

T_{ob} – время отключения выключателя 35 кВ с учетом работы защиты (сек).

Ta – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки (шины ВН ПС «Гайдамак»):

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,55 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по справочным данным для расчетного места КЗ:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} = 0,03$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.) (шины ВН ПС «Гайдамак»):

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.) (шины ВН ПС «Гайдамак»):

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Находим значение ударного тока короткого замыкания в расчетной точке:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (33)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 18,2 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета обеих точек сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ I_{no} , (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ I_{at} , (кА)	Ударный ток КЗ $I_{y\delta}$, (кА)
1	7,5	0,55	18,2
2	19,9	0,64	48,3

В дальнейшем при выборе оборудования ПС Гайдамак указанные данные будут использованы в расчетах.

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор оборудования РУ ПС «Гайдамак» выполняем на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы распределительных устройств, категории потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ ПС «Гайдамак» необходимы данные о максимальных рабочих токах.

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Гайдамак» приведены в таблице 9.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего оборудования ПС «Гайдамак»: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, жесткая ошиновка.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Гайдамак» (на стороне высокого напряжения [6]):

$$I_{.m} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (34)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{.m35} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{.m10} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1283,0 \text{ (А)}$$

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Гайдамак»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
35	230,9
6,3	1283,0

10.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

В данной работе рассматривается выбор оборудования для ПС «Гайдамак» закрытого типа, при этом в качестве распределительного устройства высокого напряжения предполагается устанавливать ячейки КРУ типа «Элтима+» компании «Электронмаш» со встроенными заземляющими ножами, трансформаторами тока напряжения и другим необходимым оборудованием.

Устройства комплектные распределительные напряжением 35 кВ серии «Элтима+» предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного промышленной частоты номинальным напряжением 35 кВ с изолированной или с частично заземленной нейтралью. Шкаф такого КРУ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 220/35/6(10), 110/35/6(10), 35/6(10), 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов 35 кВ объектов электроэнергетики, транспорта, промышленных предприятий, газокomppressorных станций итд. Устройство шкафов КРУ серии «Элтима+» состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (35)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (36)$$

Термическая стойкость проверяется по следующему выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (37)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по следующему выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (38)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя в данном РУ;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение интеграла Джоуля можно определить по формуле :

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (39)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a1}) = 7,5^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 35,43$$

Сравнение параметров выключателя «Элтима+» со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ ячейки «Элтима+»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	230,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	7,5	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$, (кА)	104	18,2	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	7,5	$I_{откл} \geq I_{но}$

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 =$ 24,85	0,55	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 1200	35,43	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

10.2 Выбор выключателей 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВБПВ-6-2500-20УЗ в составе КРУ серии К-104М

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	1283,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	19,9	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	48,3	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	19,9	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,64	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	48,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	1188,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

10.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжения 35 кВ.

Ограничители перенапряжения относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами они не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки нелинейных резисторов на основе оксида цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрышку.

Оксидно цинковые резисторы позволяют применять для более глубокого ограничения перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и способны выдерживать без ограничения времени рабочее напряжение сети. Полимерная или фарфоровая покрышка обеспечивает эффективную защиту резисторов от окружающей среды.

Габариты ОПН и их вес значительно меньше по сравнению с вентильными разрядниками.

Принимаем ОПН-35/10/77/400 номинальным напряжением 35 кВ для соответствующего РУ ПС «Гайдамак»

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Технические данные ОПН 35 кВ

ОПН-35/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	26
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	58,33

Сравнение расчетных данных с паспортными приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	26	21,4	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 35 кВ ПС «Гайдамак».

10.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ.

Принимаем к установке ОПН-6/11-10(I) Сравнение параметров приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	3,66	3,49	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 6 кВ ПС «Гайдамак»..

10.5 Выбор трансформаторов тока

Выбранный трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока суммируется из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (40)$$

Сопротивление контактов принимаем равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно найти по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (41)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

F - сечение соединительного провода.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для РУ 35 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов находим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (42)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1 \text{ А}$.

Для измерения всех необходимых электрических величин на ПС «Гайдамак» предлагается установить трехфазный измерительный комплекс КИИП-2М

Многофункциональный электронный счетчик электроэнергии КИПП-2М предназначен для автоматизации подстанций, процессов измерения на них, контроля и управления технологическими процессами, распределения и потребления электроэнергии с целью обеспечения наблюдения и управления энергосистемами, повышения эффективности и внедрения технологий энергосбережения.

Счетчики электрической энергии типа КИПП-2М обеспечивают высокоточное измерение, вычисление, отображение, хранение и передачу большого числа электрических величин, характеризующих работу

присоединений трехфазного переменного тока электрических станций, распределительных подстанций всех классов напряжения.

Счетчики электрической энергии КИПП-2М выполняют многотарифный интервальный учет электроэнергии в двух направлениях, контролируют показатели качества электроэнергии, производят мониторинг положения коммутационных аппаратов и состояния защит присоединения, а также обеспечивают прием и исполнение команд диспетчерского управления коммутационными аппаратами присоединения.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для всех РУ ПС «Гайдамак» приведен в таблице 15, 16.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность самой загруженной фазы на напряжении 35 $S_{np}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 35 кВ):

$$Z_{2,35} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 6 кВ):

$$Z_{2,6} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока ячеек КРУ-35 кВ с расчетными данными приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	35	35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	400	230,9	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	104	18,2	$I_{\text{прскв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	1200	35,43	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2 \text{ ном}} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6 с номинальным током первичной обмотки 2000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	6	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	2000	1283,0	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
---	---	---	---

Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, Iуд (кА)	52	48,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	1188,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

10.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке с соблюдением следующего неравенства:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность принятого трансформатора напряжения;

S_2 - суммарная нагрузка измерительных приборов и реле, подключенных к данному трансформатору напряжения.

Определение вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 35 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			27

Проверяем встроенный трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-35 ячейки КРУ 35 кВ:

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	27 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ-35 кВ ПС «Гайдамак»

Выбираем трансформаторы напряжения для РУ 6 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ-6 кВ ПС «Гайдамак».

10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Приемниками электроэнергии собственных нужд подстанций являются: электродвигатели систем охлаждения трансформаторов; устройства обогрева

выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории. Наиболее ответственными приемниками являются устройства системы управления, защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От таких приемников зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности ПС, относятся к неответственным.

Для электроснабжения потребителей СН подстанций предусматриваются трансформаторы собственных нужд со вторичным напряжением 380-220 В, которые получают электроэнергию от сборных шин РУ—6(10) Кв. Такая схема питания обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения потребителей СН при повреждениях на шинах РУ, от которого питаются собственные нужды. Поэтому ТСН ПС предпочитают подключать к выводам низшего напряжения силовых трансформаторов — на участках между трансформатором и выключателем.

Питание потребителей собственных нужд электроустановок может быть индивидуальным, групповым и смешанным. При индивидуальном питании каждый потребитель получает электроэнергию от шин по индивидуальному кабелю, чем обеспечивается высокая надежность электроснабжения, но это приводит к значительному расходу кабелей. При групповом питании потребители получают энергию от общих щитков и сборок, расположенных вблизи группы потребителей и подключенных одним кабелем к шинам СН. При этом снижается расход кабеля, но возникают расходы на групповые щитки и сборки, снижается надежность электроснабжения, так как повреждение кабеля приводит к отключению всех потребителей данной группы. Наиболее оптимальным является смешанное питание, при котором ответственные потребители питаются по индивидуальным кабелям непосредственно от шин, а остальные от групповых щитков и сборок.

Проводим расчет требуемой мощности трансформаторов собственных нужд ПС «Гайдамак» Расчетная нагрузка потребителей ПС «Гайдамак» приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС «Гайдамак»

Потребитель	Расчетная мощность СН (кВА)
Приводы выключателей	12,3
Обогрев КРУ 35 кВ	12
Обогрев КРУ 6 кВ	12
Освещение коридора КРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение КРУ 35	1,0
Сумма	42,7

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Гайдамак»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онм}} = \frac{42,7}{2 \cdot 0,7} = 30,5 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ПС «Гайдамак» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 40/6/0,4 номинальной мощностью 40 кВА.

Трехфазные сухие трансформаторы ТСЗ (с кожухом) мощностью от 3 до 400 кВА предназначены для преобразования электроэнергии у потребителей в условиях умеренно - холодного климата в помещениях с искусственно регулируемые климатическими условиями. Исполнение по условиям установки на месте работы - стационарные, допускают установку в пространстве только на горизонтальной плоскости. По способу защиты от поражения электрическим током относятся к классу I

10.8 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Выполним выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 1283,0,8А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см²), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1930А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Выполняем проверку шин на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{I_{no}^2 \cdot t}}{C} = \frac{\sqrt{19,9^2 \cdot 0,1}}{91} = 0,38 \quad (43)$$

где C - коэффициент материала шины

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота колебаний шин будет более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Момент инерции находим как:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (44)$$

Согласно расчётам данным принимаем пролет между изоляторами шин 0,9 м

Определяем наибольшее механическое усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48300^2}{0,4} = 49,94 \quad (\text{Н/м}) \quad (45)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления шин по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (46)$$

Определяем механическое напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{48300^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (47)$$

Разрушающее напряжение для принятого материала шин составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки шин выполнены верно. Принимаем к установке в РУ 6 кВ ПС «Гайдамак» шины типа СДУ

11 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КЛ 6 КВ

Сечения кабельных линий выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости к токам короткого замыкания;
- по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий КЛ 6 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему длительно допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (48)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток для данного типа проводника (КЛ), определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{доп}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{нов}} \quad (49)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток проводника, А;

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей в траншее или лотке.

$k_{\text{нов}}$ – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке соседних кабелей.

Расчетный ток в сечении определяется как:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (50)$$

где S_p - расчетная мощности в сечении;

U_n номинальное линейное напряжение кабеля;

Рассмотрим расчет сечения кабеля на примере участка РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества КТП и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае на этом участке находятся следующие КТП : 36, 28, 28А, 32, формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (51)$$

$$I_p = \frac{0,85 \cdot (1335,65 + 384,44 + 1054,03 + 361,56)}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 174,64$$

Для полученного значения выбираем соответствующее сечение и тип кабеля.

Принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×35 с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами, длительно допустимым током 138 А, прокладка кабеля осуществляем в земле, следовательно вводим поправочные коэффициенты на длительно допустимый ток. Если учитывать тот факт что кабели прокладываются одиночно а температура не отличается от расчетной то все коэффициенты принимаем равными 1.

Длительно допустимый ток такого типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении следовательно этот тип кабеля принимаем к монтажу.

АПвПу – современный тип кабеля имеющий изоляцию состоящую из сшитого полиэтилена.

По сравнению с устаревшими масляными кабелями, кабели данного типа обладают рядом преимуществ:

- 1) Более высокая надежность при эксплуатации
- 2) Меньшие расходы при реконструкции и содержании кабельных линий
- 3) Низкие потери энергии
- 4) Большая пропускная способность
- 5) Высокий ток термической стойкости при коротких замыканиях
- 6) Низкая допустимая температура
- 7) Низкое влагопоглощение
- 8) Меньший вес, диаметр, радиус изгиба
- 9) Экологичность в эксплуатации

Аналогично проводится выбор марок и сечений кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (А)
1	2	3	4	5
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36	3135,68	174,64	АПвПу 3×70	195
КТП – 36 - КТП – 32	1800,03	100,25	АПвПу 3×35	130
КТП – 32 - КТП – 28А	1438,47	80,11	АПвПу 3×35	130
КТП – 28А - КТП – 28	384,44	21,41	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 35	1042,3	58,05	АПвПу 3×35	130
КТП – 35 - КТП – 35А	535,58	29,82	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 38	1335,65	74,38	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» 6 кВ КТП – 41Б	1718,83	95,72	АПвПу 3×35	130
КТП – 41Б - КТП – 39А	1137,95	63,37	АПвПу 3×35	130
КТП – 39А - КТП – 39	599,56	33,39	АПвПу 3×35	130
КТП – 48 - КТП – 48А	1975,95	110,05	АПвПу 3×35	130
КТП – 48А - КТП – 49	1317,3	73,36	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41	2287,46	127,39	АПвПу 3×35	130
КТП – 41 - КТП – 42	1700,05	94,68	АПвПу 3×35	130
КТП – 42 - КТП – 45	1042,3	58,05	АПвПу 3×35	130
КТП – 45 - КТП – 45А	535,58	29,82	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 66А	573,17	31,92	АПвПу 3×35	130
КТП – 66А - КТП – 66	259,35	14,44	АПвПу 3×35	130

Продолжение таблицы 24

РУ 6 кВ «Гайдамак» - РП-7	1039,5	57,89	АПвПу 3×35	130
РП-7 - КТП – 56А	349,34	19,45	АПвПу 3×35	130
РП-7 - РП-68	353,3	19,67	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62А	1474,79	82,13	АПвПу 3×35	130
КТП – 62А - КТП – 62	972,54	54,16	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62Б	1789,69	99,67	АПвПу 3×35	130
КТП – 62Б - КТП – 51	1101,87	61,36	АПвПу 3×35	130
КТП – 51 - КТП – 52	554,5	30,88	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 27А	1676,23	93,35	АПвПу 3×35	130
КТП – 27А - КТП – 25	1150,91	64,09	АПвПу 3×35	130
КТП – 25 - КТП – 21	394,31	21,96	АПвПу 3×35	130
КТП – 25 - КТП – 20	394,31	21,96	АПвПу 3×35	130
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 31	1035,78	57,68	АПвПу 3×35	130
КТП – 31 - КТП – 31Б	665,37	37,01	АПвПу 3×35	130
КТП – 31Б - КТП – 31А	388,43	21,63	АПвПу 3×35	130

Далее выполняем проверка выбранных проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (52)$$

где $I_{кз6}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «Гайдамак», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Гайдамак».

В данном случае рассматривается участок петли включающей КТП указанные на рисунке 7, расчет токов проводим на КТП находящейся в начале участка сети.

Рассмотрим на примере расчет токов КЗ в точке К1 на участке указанном на рисунке 8.

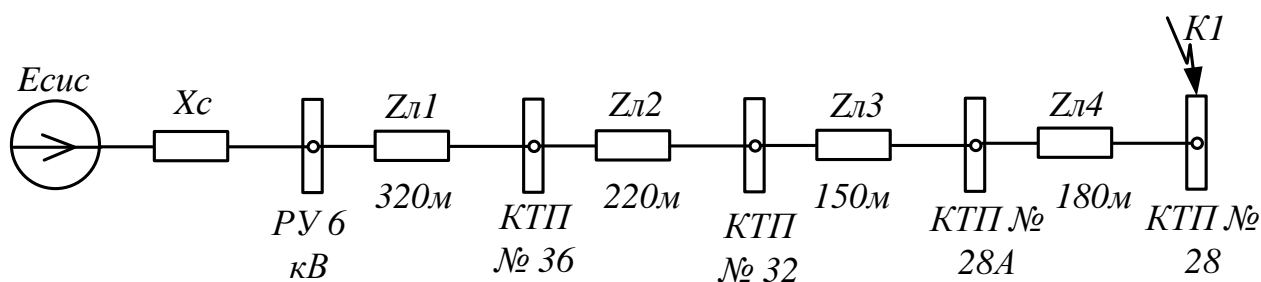


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления участков кабельных линий (Ом):

$$X_n = x_0 \cdot L \quad (53)$$

$$R_n = r_0 \cdot L \quad (54)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление кабеля, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени рассчитывается по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (55)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (56)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки №1 (шины 6 кВ КТП 28)

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 7,5} = 0,305 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_{л1} = 0,08 \cdot 0,32 = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л1} = 0,42 \cdot 0,32 = 0,13 \text{ (Ом)}$$

$$X_{л2} = 0,1 \cdot 0,22 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л2} = 0,85 \cdot 0,22 = 0,18 \text{ (Ом)}$$

$$X_{л3} = 0,1 \cdot 0,15 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л3} = 0,85 \cdot 0,15 = 0,13 \text{ (Ом)}$$

$$X_{л4} = 0,1 \cdot 0,18 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л4} = 0,85 \cdot 0,18 = 0,15 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки К1

$$X_p = X_c + X_{л1} + X_{л2} + X_{л3} + X_{л4} \text{ (Ом)} \quad (57)$$

$$X_p = 0,305 + 0,03 + 0,02 + 0,02 + 0,02 = 0,39$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_{л1} + R_{л2} + R_{л3} + R_{л4} \text{ (Ом)} \quad (58)$$

$$R_p = 0,13 + 0,18 + 0,13 + 0,15 = 0,59$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,39^2 + 0,59^2}} = 6,36 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 6,57 = 5,68 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,39}{0,59 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,18 \quad (59)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} \right) = 8,96 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчет токов КЗ в сети 6 кВ

Линия	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
ближняя ТП 41Б	0,73	8,33	7,12	11,75
дальняя ТП 39	1,02	6,00	5,13	8,46
ближняя ТП 38	0,65	9,38	8,02	13,22
дальняя ТП 35А	0,91	6,71	5,73	9,46
ближняя ТП 36	0,68	8,89	7,60	12,54
дальняя ТП 28	0,96	6,36	5,43	8,96
ближняя ТП 31	0,64	9,48	8,11	13,3
дальняя ТП 31А	0,92	6,67	5,70	9,41
ближняя ТП 27А	0,75	8,12	6,94	11,45
дальняя ТП 20	0,98	6,2	5,33	8,79
ближняя ТП 62Б	0,70	8,71	7,46	12,30
дальняя ТП 52	0,98	6,23	5,33	8,79
ближняя ТП 62А	0,67	9,08	7,76	12,80
дальняя ТП 68	0,83	7,31	6,22	10,31
ближняя ТП РП7	0,65	9,38	8,02	13,22
дальняя ТП 61А	0,78	7,80	6,67	11,00
ближняя ТП 66А	0,75	8,12	6,94	11,45
дальняя ТП 66	0,90	6,78	5,80	9,57
ближняя ТП 41	0,67	9,08	7,76	12,80
дальняя ТП 45А	1,08	5,67	4,85	8,00
ближняя ТП 48	0,68	8,89	7,60	12,51
дальняя ТП 49	0,78	7,80	6,67	11,00

12.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение кабельной линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (60)$$

где $I_{по}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с).

K_T - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для кабеля участка сети РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36:

$$S_{T32} = \frac{8,89 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 21,9 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение не превышает сечения принятого на данном участке кабеля, следовательно оно проходит проверку следовательно его оставляем.

В расчете рассматриваем только головные участки сети как наиболее подверженные токам короткого замыкания Для остальных точек расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 26.

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

Таблица 26 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36	8,89	21,94	70
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 35	9,38	23,15	35
РУ 66 кВ «Гайдамак» КТП – 38	8,15	20,11	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41Б	8,33	20,56	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 66А	8,12	20,04	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - РП-7	9,38	23,15	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62А	9,08	22,41	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62Б	8,71	21,50	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 28А	8,12	20,04	35
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 31	9,48	23,40	35

12.2 Проверка кабельных линий 6 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения в участке кабельной линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (61)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 174,64 \cdot 0,18 \cdot (0,42 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{6300} = 0,39 (\%)$$

Потеря напряжения на участке кабельной линии меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 27.

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

Таблица 27 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Участок	I_p (А)	Длина участка (км)	ΔU (%)
1	2	3	4
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36	174,64	0,18	0,39
КТП – 36 - КТП – 32	100,25	0,13	0,16
КТП – 32 - КТП – 28А	80,11	0,15	0,14
КТП – 28А - КТП – 28	21,41	0,2	0,05
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 35	58,05	0,25	0,18
КТП – 35- КТП – 35А	29,82	0,18	0,06
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 38	74,38	0,13	0,12

Продолжение таблицы 27

РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41Б	95,72	0,25	0,29
КТП – 41Б - КТП – 39А	63,37	0,15	0,11
КТП – 39А - КТП – 39	33,39	0,38	0,15
КТП – 48 - КТП – 48А	110,05	0,23	0,31
КТП – 48А - КТП – 49	73,36	0,15	0,13
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41	127,39	0,16	0,25
КТП – 41 - КТП – 42	94,68	0,26	0,31
КТП – 42 - КТП – 45	58,05	0,3	0,21
КТП – 45 - КТП – 45А	29,82	0,35	0,12
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 66А	31,92	0,28	0,11
КТП – 66А - КТП – 66	14,44	0,26	0,04
РУ 6 кВ «Гайдамак» - РП-7	57,89	0,13	0,09
РП-7 - КТП – 56А	19,45	0,2	0,0
РП-7 - РП-68	19,67	0,19	0,04
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62А	82,13	0,15	0,15
КТП – 62А - КТП – 62	54,16	0,16	0,10
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62Б	99,67	0,2	0,24
КТП – 62Б - КТП – 51	61,36	0,21	0,16
КТП – 51 - КТП – 52	30,88	0,18	0,06
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 27А	93,35	0,28	0,32
КТП – 27А - КТП – 25	64,09	0,26	0,20
КТП – 25 - КТП – 21	21,96	0,18	0,04
КТП – 25 - КТП – 20	21,96	0,16	0,04
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 31	57,68	0,12	0,08
КТП – 31 - КТП – 31Б	37,01	0,15	0,06
КТП – 31Б - КТП – 31А	21,63	0,3	0,08

13 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТДН 10000/35 подстанции «Гайдамак».

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках проводим расчет дифференциальной защиты на базе комплекса get, для защиты от токов при внешних КЗ, и для резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

Так же проводим выбор газовой защиты с действием на сигнал и отключение для защиты от внутренних повреждений трансформатора.

13.1 Дифференциальная защита

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединяются по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации с учетом условия:

$$I_{1mn} \geq I_{тн\text{ю}м} \quad (62)$$

где $I_{тн\text{ю}м}$ – номинальный ток рассматриваемой стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации $K_{та}$.

Находим вторичные токи в номинальном режиме, А:

$$I_{2nn} = \frac{I_{тн\text{ю}м}}{K_{та}} \quad (63)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (64)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (65)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1нолтт} \cdot K_6}{I_{тнолі}} \geq \frac{I_{КЗВмакс}}{I_{тнолі}} \quad (66)$$

где $I_{1нолтт}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (67)$$

Для силовых трансформаторов ПС «Гайдамак», со стороны НН принимаем $I_{скв} = 3$, $K_{пер}^{\wedge} = 1,5$, $K_{пер}^{\wedge\wedge} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (68)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 150,2 \text{ (A)}$$

$$I_{нн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,4 \text{ (A)}$$

$$I_{2вн} = \frac{150,2 \cdot 5}{150} = 5,01 \text{ (A)}$$

$$I_{2нн} = \frac{916,4 \cdot 5}{1000} = 4,58 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{омс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Задаемся значением $I_{Трасч*} = 2,58$ для характеристики №3 и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 0,81 - 0,7}{0,81 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем $I_{Трасч*} = 2,25$.

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

13.2 Газовая защита

Газовая защита в соответствии предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, оснащенных расширителями, от

всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель.

Исполнительным органом защиты является газовое реле. Оно представляет собой металлический контейнер с двумя поплавковыми элементами, который врезается в наклонный трубопровод, связывающий основной бак трансформатора с расширителем. При обычной работе трансформатора реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в приподнятом положении и связанные с ними электрические контакты разомкнуты. При незначительном повреждении внутри трансформатора под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке корпуса трансформатора, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний из двух поплавковых элементов опускается с уровнем масла, что вызывает его замыкание, действующего на предупредительный сигнал. При серьезном повреждении внутри корпуса трансформатора происходит сильное газообразование, под воздействием газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через реле и заставляет работать нижний поплавок элемент, который дает команду на отключение трансформатора. Этот элемент срабатывает также и в том случае, если в баке трансформатора сильно понизился уровень масла

Различают большое количество различных газовых реле, в данной работе качестве газового реле применяем реле типа РГТ-50-201

13.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_g} \cdot I_{н.м.ВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 150,2 = 197,13 \text{ (A)} \quad (69)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

k_g – коэффициент возврата токового реле

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 150,2}{(150/5)} = 8,67$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 секунд.

13.4 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 150,2 = 337,95 \text{ (A)} \quad (70)$$

где k_i – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{17,2 \cdot 10^3 \cdot (6,3/35)}{337,95} = 9,16 \quad (71)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 337,95}{(150/5)} = 19,51 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности ее принимаем для установки на ПС «Гайдамак».

14 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПС «ГАЙДАМАК»

Данный разде работы рассматривает расчет надежности электроснабжения ПС «Гайдамак» после реконструкции.

Схема замещения ПС с учетом питающих ВЛ представлена на рисунке 9.

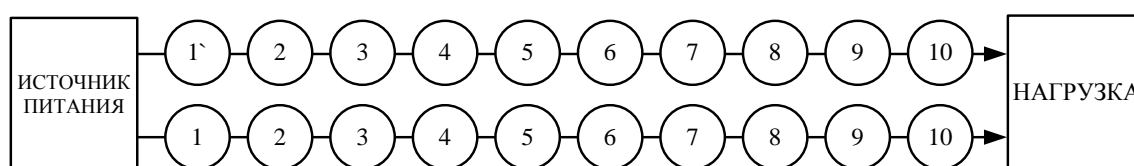


Рисунок 9 – Схема замещения ПС «Гайдамак»

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва, при отсутствии питания на одной секции шин 6 кВ, происходит включение секционного выключателя, при этом для полного погашения потребителей требуется одновременное отключение двух элементов схемы замещения находящихся в разных цепях.

Параметры элементов схемы замещения указаны в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет надежности электроснабжения ПС «Гайдамак»

Порядковый номер	Наименование оборудования	Номинальное напряжение	ω (ед/год)	T_v (час)	$\omega_{\text{план}}$ (ед/год)	$T_{\text{план}}$ (час)
1, 1'	ВЛ	35	2	15,76	2,2	16,0
2,4,6	Разъединитель	35	0,1	6,13	0,3	7,01
3,7	Выключатель	35	0,01	14,89	0,2	8,76
5	Сборные шины	35	0,02	7,01	0,17	4,38
8	Трансформатор	35	0,01	70,08	0,25	26,28
9	Выключатель	6	0,01	14,89	0,2	8,76
10	Шины	6	0,02	7,01	0,17	4,38

Проводим расчет вероятности отключения каждого элемента:

$$q = \frac{\omega \cdot t\theta}{T_{\Gamma}} \quad (72)$$

где q – вероятность отказа элемента сети.

$t\theta$ - время восстановления (час)

T_{Γ} - число часов в году

При расчете вероятности отказа учитывается протяженность ВЛ

$$q_1 = \frac{\omega_1 \cdot t\theta_1}{T_{\Gamma}} \cdot \frac{l_1}{100} = \frac{2 \cdot 15,76}{8760} \cdot \frac{1,35}{100} = 4,63 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{1\Gamma} = \frac{\omega_1 \cdot t\theta_1}{T_{\Gamma}} \cdot \frac{l_{1\Gamma}}{100} = \frac{2 \cdot 15,76}{8760} \cdot \frac{2,9}{100} = 8,27 \cdot 10^{-5}$$

$$q_2 = q_4 = q_6 = \frac{\omega_2 \cdot t\theta_2}{T_{\Gamma}} = \frac{0,1 \cdot 6,13}{8760} = 6,99 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей учитывается вероятность отказа при отключении коротких замыканий и оперативных переключениях

$$q_3 = \frac{\omega_3 \cdot t\theta_3}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (q_1 + q_5) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}}$$

$$q_3 = \frac{0,01 \cdot 14,89}{8760} + 0,005 \cdot (8,63 + 2,4) \cdot 10^{-5} + 0,003 \cdot 2 = 6,02 \cdot 10^{-3}$$

$$q_7 = \frac{\omega_7 \cdot t\theta_7}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (q_8 + q_5) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}}$$

$$q_7 = \frac{0,01 \cdot 14,89}{8760} + 0,005 \cdot (8 + 2,4) \cdot 10^{-5} + 0,003 \cdot 2 = 6,02 \cdot 10^{-3}$$

$$q_9 = \frac{\omega_9 \cdot t\theta_9}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (q_8 + q_{10}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}}$$

$$q_9 = \frac{0,01 \cdot 14,89}{8760} + 0,005 \cdot (6,4 + 8) \cdot 10^{-5} + 0,003 \cdot 2 = 6,02 \cdot 10^{-3}$$

где $a_{кз}$ - частота отказов при отключении КЗ

$a_{он}$ - частота отказов при оперативных переключениях

$N_{он}$ - количество оперативных переключений за год.

Для шин учитывается количество присоединений

$$q_5 = \frac{\omega_5 \cdot t_{\theta_5}}{T_{Г}} \cdot n = \frac{0,02 \cdot 7,01}{8760} \cdot 3 = 2,4 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{10} = \frac{\omega_{10} \cdot t_{\theta_{10}}}{T_{Г}} \cdot n = \frac{0,02 \cdot 7,01}{8760} \cdot 8 = 6,4 \cdot 10^{-5}$$

$$q_8 = \frac{\omega_8 \cdot t_{\theta_8}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 70,08}{8760} = 8 \cdot 10^{-5}$$

Определяем параметр поток отказов одной цепи по формуле:

$$\omega_{\Sigma 1} = \Sigma \omega_i = \frac{2 \cdot 2,4}{100} + 0,1 \cdot 3 + 0,01 \cdot 2 + 0,02 \cdot 3 + 0,01 + 0,01 + 0,02 \cdot 8 = 0,608$$

$$\omega_{\Sigma 2} = \Sigma \omega_i = \frac{2 \cdot 2,3}{100} + 0,1 \cdot 3 + 0,01 \cdot 2 + 0,02 \cdot 3 + 0,01 + 0,01 + 0,02 \cdot 8 = 0,607$$

Определяем коэффициент вынужденного простоя одной цепи по формуле:

$$K_{B1} = \Sigma q_i = (4,63 + 6,99 \cdot 3 + 2,4 + 6,4 + 8) \cdot 10^{-5} + 3 \cdot 6,02 \cdot 10^{-3} = 5,24 \cdot 10^{-4}$$

$$K_{B2} = \Sigma q_i = (8,27 + 6,99 \cdot 3 + 2,4 + 6,4 + 8) \cdot 10^{-5} + 3 \cdot 6,02 \cdot 10^{-3} = 5,21 \cdot 10^{-4}$$

Определяем параметр поток отказов параллельной цепи по формуле:

$$\omega_{pez} = \omega_{\Sigma 1} \cdot K_{B2} + \omega_{\Sigma 2} \cdot K_{B1} = 0,608 \cdot 5,21 \cdot 10^{-4} + 0,607 \cdot 5,24 \cdot 10^{-4} = 6,35 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность безотказной работы в течение года:

$$p = e^{-\omega_{pez}} = 0,999$$

Расчет показывает что вероятность безотказной работы имеет очень высокое значение следовательно расчет выполнен верно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТП, выбраны тип и мощность трансформаторов на этих КТП, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано основного электрического оборудования, определены характеристики и выбраны компенсирующие устройства ПС «Гайдамак».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365с.
- 10 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.

14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.

15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет трансформаторов КТП

Наименование КТПг	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (кВАр)	Расчетная полная мощность (кВА)
38	1223,7	310,74	1262,53
48	607,5	133,87	622,07
49	508,5	113,25	520,95
35А	483	104,85	494,24
36	304,5	67,5	311,89
32	324,75	66,6	331,50
28	355,5	73,57	363,03
28А	978	197,25	997,69
62	900	192,37	920,33
68	315	75,37	323,89
62А	451,5	102,67	463,02
51	502,5	108,75	514,13
52	509,25	108,45	520,66
41	529,5	118,27	542,54
42	606,75	133,31	621,22
62Б	636,75	129	649,68
66	230,25	49,35	235,47
66А	280,5	60,22	286,89
РП7	301,5	65,25	308,47
56А	312,75	68,32	320,12
31	331,8	72,96	339,72
31А	249	58,05	255,67
31Б	358,8	76,05	366,77
21	364,65	75,07	372,29
25	325,35	67,05	332,18
27	491,7	100,65	501,89
27А	482,7	104,62	493,9
39	554,1	115,27	565,96
41Б	525,15	109,65	536,47
39А	486,3	101,96	496,87
35	457,2	96,22	467,21

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВа)	Расчетная мощность трансформатора (кВт)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
38	1262,53	901,80	ТМГ 1000/6	2	0,63
48	622,07	444,33	ТМГ 630/6	2	0,49
49	520,95	372,10	ТМГ 400/6	2	0,65
35А	494,24	353,02	ТМГ 400/6	2	0,61
36	311,89	222,77	ТМГ 250/6	2	0,62
32	331,50	236,78	ТМГ 250/6	2	0,66
28	363,03	427,09	ТМГ 630/6	1	0,57
28А	997,69	712,63	ТМГ 1000/6	2	0,49
62	920,33	657,37	ТМГ 1000/6	2	0,46
68	323,89	231,35	ТМГ 250/6	2	0,64
62А	463,02	330,72	ТМГ 400/6	2	0,57
51	514,13	604,85	ТМГ 630/6	1	0,81
52	520,66	612,51	ТМГ 630/6	1	0,82
41	542,54	387,52	ТМГ 400/6	2	0,67
42	621,22	443,72	ТМГ 630/6	2	0,49
62Б	649,68	464,05	ТМГ 630/6	2	0,51
66	235,47	168,19	ТМГ 250/6	2	0,47
66А	286,89	204,92	ТМГ 250/6	2	0,57
РП7	308,47	220,33	ТМГ 250/6	2	0,61
56А	320,12	228,65	ТМГ 250/6	2	0,64
31	339,72	242,65	ТМГ 250/6	2	0,67
31А	255,67	300,78	ТМГ 400/6	1	0,63
31Б	366,77	431,49	ТМГ 630/6	1	0,58
21	372,29	437,98	ТМГ 630/6	1	0,59
25	332,18	237,27	ТМГ 250/6	2	0,66
27	501,89	358,49	ТМГ 400/6	2	0,62
27А	493,9	581,05	ТМГ 630/6	1	0,78
39	565,96	404,25	ТМГ 630/6	2	0,44
41Б	536,47	383,19	ТМГ 400/6	2	0,67
39А	496,87	354,90	ТМГ 400/6	2	0,62
35	467,21	333,72	ТМГ 400/6	2	0,63

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Определение расчетных нагрузок 10 кВ КТП

КТП	S _н	P _н	Q _н	колво	Кз нормир	Sp
38	1262,53	1223,7	310,74	2	0,7	901,807
48	622,07	607,5	133,87	2	0,7	444,336
49	520,95	508,5	113,25	2	0,7	372,107
35А	494,24	483	104,85	2	0,7	353,029
36	311,89	304,5	67,5	2	0,7	222,779
32	331,5	324,75	66,6	2	0,7	236,786
28	363,03	355,5	73,57	1	0,85	427,094
28А	997,69	978	197,25	2	0,7	712,636
62	920,33	900	192,37	2	0,7	657,379
68	323,89	315	75,37	2	0,7	231,35
62А	463,02	451,5	102,67	2	0,7	330,729
51	514,13	502,5	108,75	1	0,85	604,859
52	520,66	509,25	108,45	1	0,85	612,541
41	542,54	529,5	118,27	2	0,7	387,529
42	621,22	606,75	133,31	2	0,7	443,729
62Б	649,68	636,75	129	2	0,7	464,057
66	235,47	230,25	49,35	2	0,7	168,193
66А	286,89	280,5	60,22	2	0,7	204,921
П17	308,47	301,5	65,25	2	0,7	220,336
56А	320,12	312,75	68,32	2	0,7	228,657
31	339,72	331,8	72,96	2	0,7	242,657
31А	255,67	249	58,05	1	0,85	300,788
31Б	366,77	358,8	76,05	1	0,85	431,494
21	372,29	364,65	75,07	1	0,85	437,988
25	332,18	325,35	67,05	2	0,7	237,271
27	501,89	491,7	100,65	2	0,7	358,493
27А	493,9	482,7	104,62	1	0,85	581,059
39	565,96	554,1	115,27	2	0,7	404,257
41Б	536,47	525,15	109,65	2	0,7	383,193
39А	496,87	486,3	101,96	2	0,7	354,907
35	467,21	457,2	96,22	2	0,7	333,721

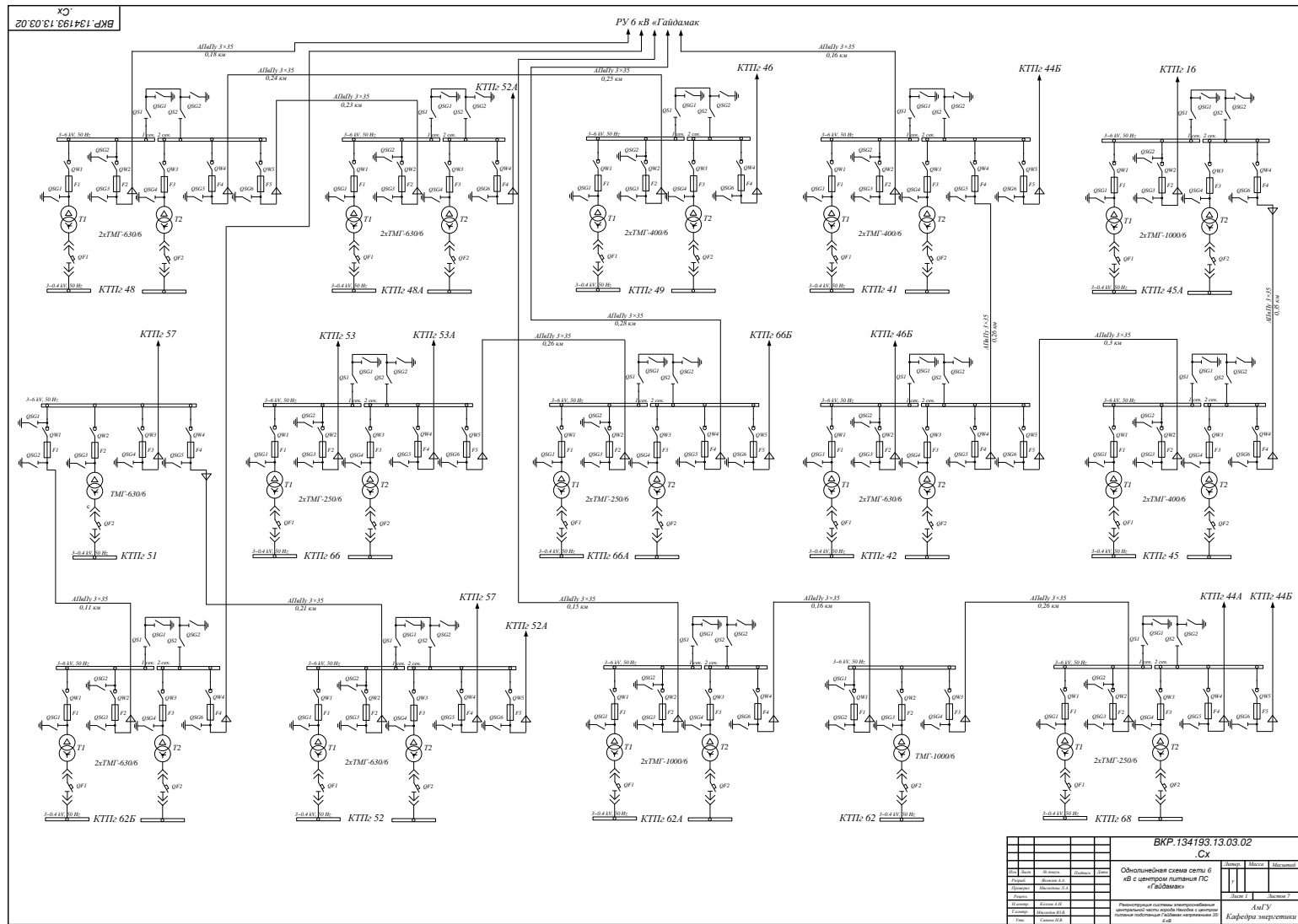
КТП	Сприн	кзфакт	Px	Pk	Uk	Ix
38	1000	0,63127	2,45	11	5,5	1,4
48	630	0,49371	2	7,3	5,5	1,5
49	400	0,65119	1,3	5,4	5,5	3
35А	400	0,6178	1,3	5,4	5,5	3
36	250	0,62378	1	3,8	5,5	3,5
32	250	0,663	1	3,8	5,5	3,5
28	630	0,57624	2	7,3	5,5	1,5
28А	1000	0,49885	2,45	11	5,5	1,4
62	1000	0,46017	2,45	11	5,5	1,4
68	250	0,64778	1	3,8	5,5	3,5
62А	400	0,57878	1,3	5,4	5,5	3
51	630	0,81608	2	7,3	5,5	1,5
52	630	0,82644	2	7,3	5,5	1,5
41	400	0,67818	1,3	5,4	5,5	3
42	630	0,49303	2	7,3	5,5	1,5
62Б	630	0,51562	2	7,3	5,5	1,5
66	250	0,47094	1	3,8	5,5	3,5
66А	250	0,57378	1	3,8	5,5	3,5
РП7	250	0,61694	1	3,8	5,5	3,5
56А	250	0,64024	1	3,8	5,5	3,5
31	250	0,67944	1	3,8	5,5	3,5
31А	400	0,63918	1,3	5,4	5,5	3
31Б	630	0,58217	2	7,3	5,5	1,5
21	630	0,59094	2	7,3	5,5	1,5
25	250	0,66436	1	3,8	5,5	3,5
27	400	0,62736	1,3	5,4	5,5	3
27А	630	0,78397	2	7,3	5,5	1,5
39	630	0,44917	2	7,3	5,5	1,5
41Б	400	0,67059	1,3	5,4	5,5	3
39А	400	0,62109	1,3	5,4	5,5	3
35	400	0,58401	1,3	5,4	5,5	3

КТП	DP	DQ	DS	Pnp	Qnp	Snp
38	13,6669	71,8345	73,123	1237,37	382,575	1335,65
48	7,55869	35,7916	36,581	615,059	169,662	658,651
49	7,17969	42,658	43,258	515,68	155,908	564,208
35A	6,72211	40,7938	41,3439	489,722	145,644	535,584
36	4,95717	28,2003	28,6327	309,457	95,7003	340,523
32	5,34072	29,5881	30,0663	330,091	96,1881	361,566
28	4,42397	20,9555	21,4174	359,924	94,5255	384,447
28A	10,3746	55,3731	56,3366	988,375	252,623	1054,03
62	9,55854	51,2927	52,1757	909,559	243,663	972,506
68	5,1891	29,0395	29,4995	320,189	104,41	353,39
62A	6,21779	38,7391	39,235	457,718	141,409	502,255
51	6,86169	32,5264	33,2423	509,362	141,276	547,372
52	6,98598	33,1163	33,8451	516,236	141,566	554,505
41	7,56715	44,2365	44,8791	537,067	162,507	587,419
42	7,54897	35,7455	36,5339	614,299	169,055	657,754
62Б	7,8816	37,3243	38,1474	644,632	166,324	687,827
66	3,68556	23,5991	23,8851	233,936	72,9491	259,355
66A	4,5021	26,5536	26,9326	285,002	86,7736	313,823
ПП7	4,89267	27,9669	28,3917	306,393	93,2169	336,862
56A	5,1153	28,7724	29,2236	317,865	97,0924	349,344
31	5,50845	30,1951	30,6934	337,308	103,155	370,413
31A	3,50614	20,988	21,2788	252,506	79,038	276,949
31Б	4,47417	21,1938	21,6609	363,274	97,2438	388,431
21	4,5492	21,55	22,0249	369,199	96,62	394,315
25	5,35444	29,6378	30,1176	330,704	96,6878	362,298
27	6,8507	41,3177	41,8818	498,551	141,968	543,772
27A	6,48663	30,7461	31,4229	489,187	135,366	525,323
39	6,94566	32,8818	33,6074	561,046	148,152	599,567
41Б	7,45663	43,7863	44,4166	532,607	153,436	580,887
39A	6,7661	40,973	41,5279	493,066	142,933	538,398
35	6,28356	39,0071	39,51	463,484	135,227	506,72

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетных токов сечений

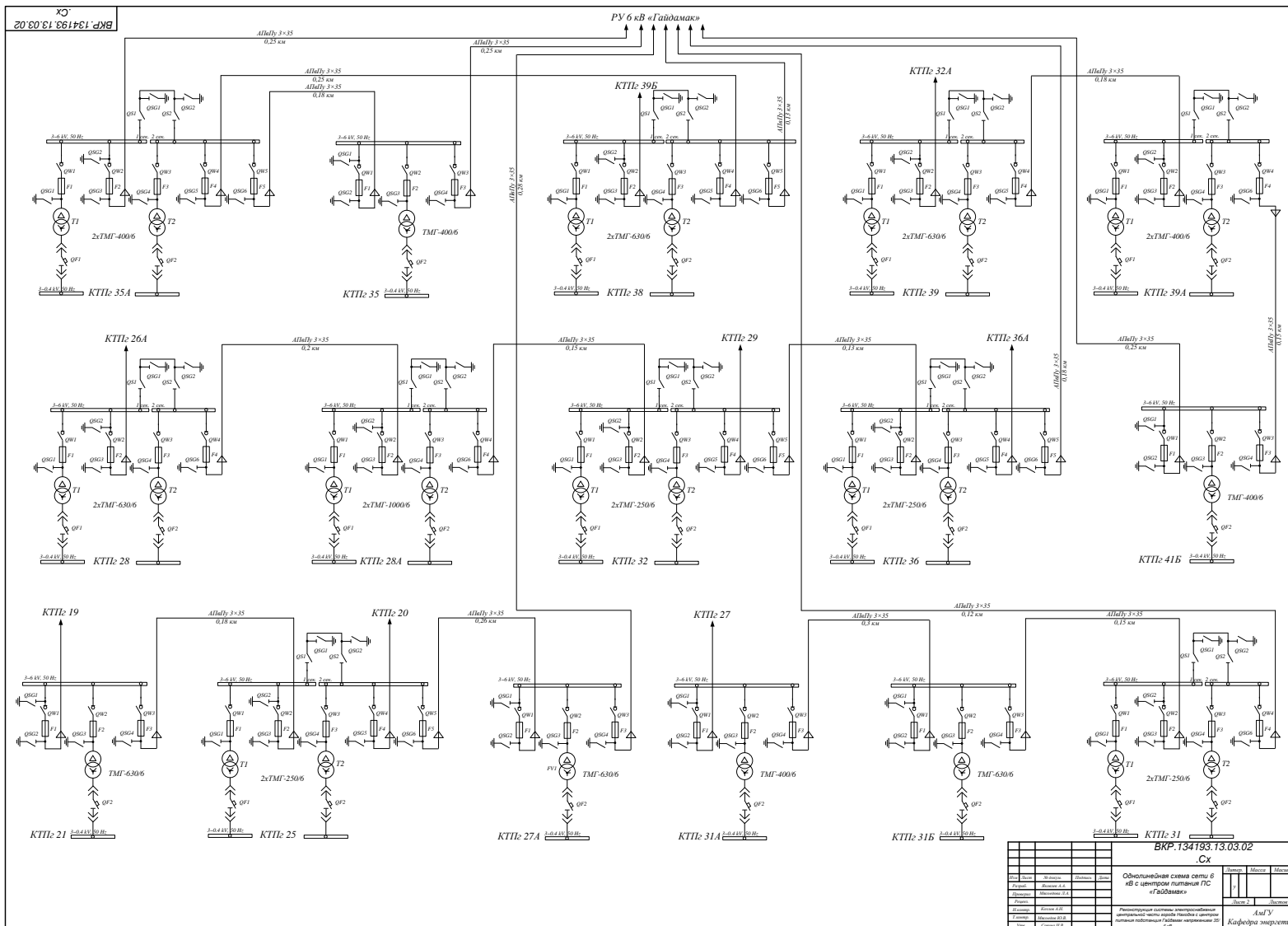
Участок	Sp	Ip
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 36	3135,68	174,641
КТП – 36 - КТП – 32	1800,03	100,2523
КТП – 32 - КТП – 28А	1438,47	80,11529
КТП – 28А - КТП – 28	384,44	21,41131
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 35	1042,3	58,05068
КТП – 35- КТП – 35А	535,58	29,82902
РУ 6 кВ «Гайдамак» КТП – 38	1335,65	74,38875
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41Б	1718,83	95,72988
КТП – 41Б - КТП – 39А	1137,95	63,37789
КТП – 39А - КТП – 39	599,56	33,39237
КТП – 48 - КТП – 48А	1975,95	110,0501
КТП – 48А - КТП – 49	1317,3	73,36675
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 41	2287,46	127,3996
КТП – 41 - КТП – 42	1700,05	94,68393
КТП – 42 - КТП – 45	1042,3	58,05068
КТП – 45 - КТП – 45А	535,58	29,82902
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 66А	573,17	31,92258
КТП – 66А - КТП – 66	259,35	14,44444
РУ 6 кВ «Гайдамак» - РП-7	1039,5	57,89474
РП-7 - КТП – 56А	349,34	19,45642
РП-7 - РП-68	353,3	19,67697
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62А	1474,79	82,13812
КТП – 62А - КТП – 62	972,54	54,16541
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 62Б	1789,69	99,67641
КТП – 62Б - КТП – 51	1101,87	61,36842
КТП – 51 - КТП – 52	554,5	30,88276
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 27А	1676,23	93,35728
КТП – 27А - КТП – 25	1150,91	64,09969
КТП – 25 - КТП – 21	394,31	21,96101
КТП – 25 - КТП – 20	394,31	21,96101
РУ 6 кВ «Гайдамак» - КТП – 31	1035,78	57,68755
КТП – 31 - КТП – 31Б	665,37	37,05764
КТП – 31Б - КТП – 31А	388,43	21,63353

Приложение Г



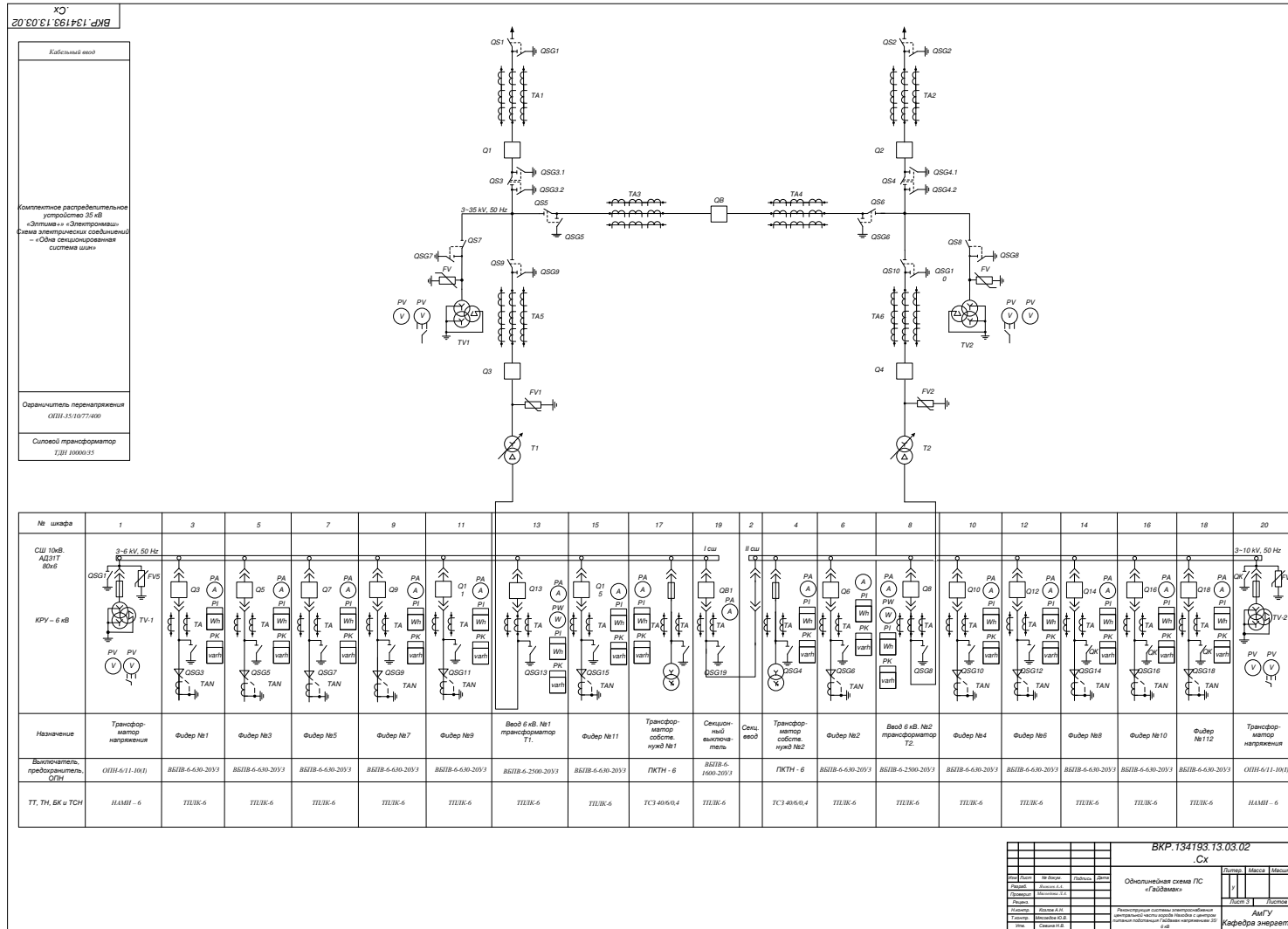
ВКР.134193.13.03.02		Сх	
№	Дата	Исполн.	Провер.
1	01.01.2013	И.И.И.	И.И.И.
2	01.01.2013	И.И.И.	И.И.И.
Объект: Электроподстанция		Лист 1 из 1	
Масштаб: 1:1		Лист 1 из 1	
Исполн. И.И.И.		Ин-т АИУ	
Провер. И.И.И.		Кировский филиал	
Утверд. И.И.И.		Кировский филиал	

Приложение Д

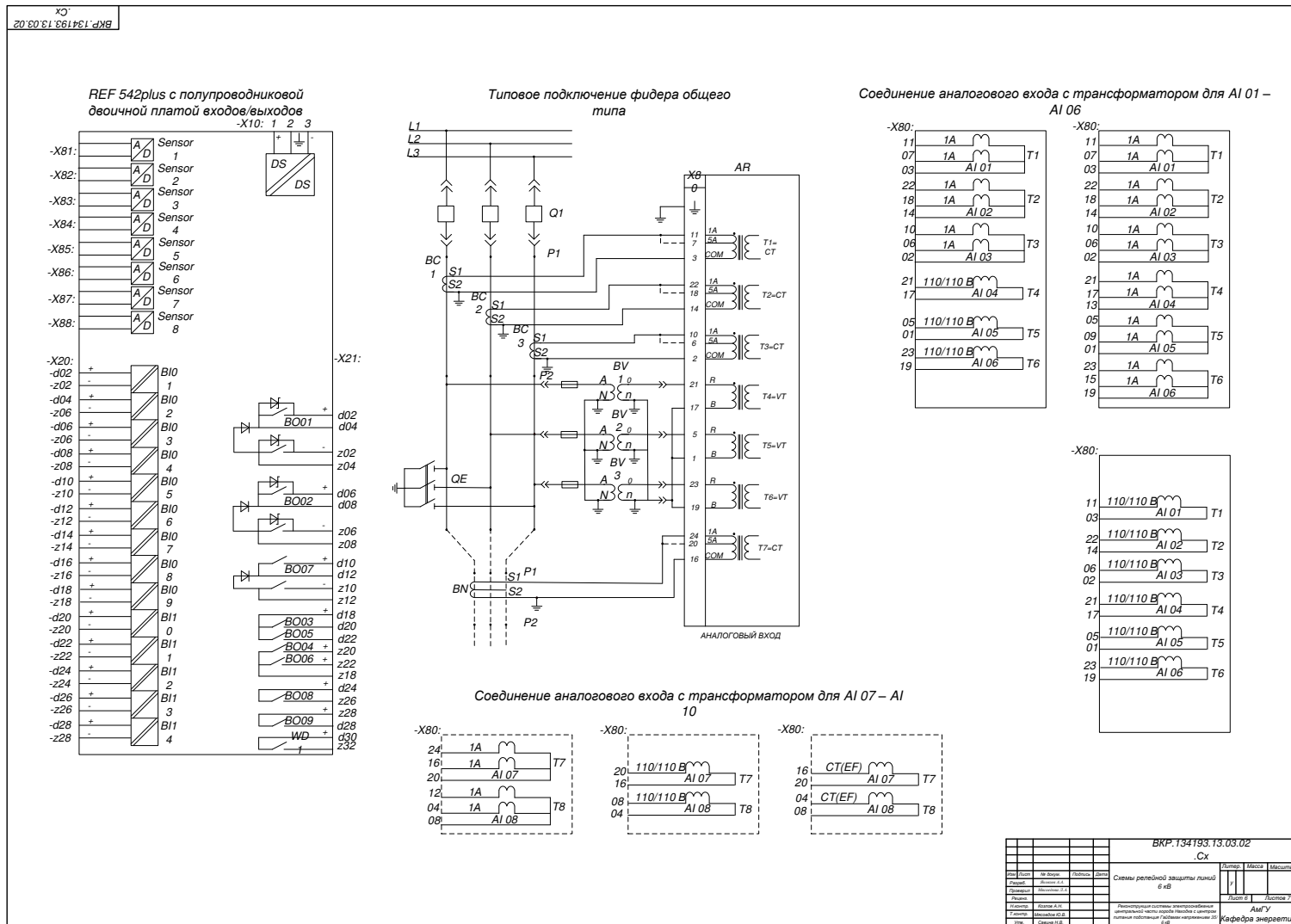


Сх			
Исполнитель	Проверенный	Дата	Листы
Михайлов Д.А.	Михайлов Д.А.	2013.03.02	1 / 1
Одобрено	Менеджер Д.С.		
Исполнитель	Проверенный	Дата	Листы
Кочевников Д.В.	Кочевников Д.В.	2013.03.02	1 / 1
Одобрено	Менеджер Д.С.		
Исполнитель	Проверенный	Дата	Листы
Михайлов Д.А.	Михайлов Д.А.	2013.03.02	1 / 1
Одобрено	Менеджер Д.С.		
ВКР. 134193.13.03.02			
Сх			
Обновленная схема сети 6 кВ с центром питания ПС «Гайдамак»			
Регистрация системы автоматизированной разработки чертежей проекта в системе			
Личная собственность кафедры энергетических систем			
АМУ			
Кафедра энергетических систем			

Приложение Е



Приложение Ж



Приложение 3

XC
ВКР.134193.13.03.02

Расчетная схема с указанием точек КЗ

Схема замещения ПС «Гайдамак»

Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ КТП

Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
1	7,5	0,55	18,2
2	19,9	0,64	48,3

Расчет токов короткого замыкания на шинах 35,6 кВ- преобразование схемы

Линия	Z (Ом)	I _{по} (кА)	I _{по2} (кА)	I _{уд} (кА)
близкая ТП 41Б	0,73	8,33	7,12	11,75
дальняя ТП 39	1,02	6	5,13	8,46
близкая ТП 38	0,65	9,38	8,02	13,22
дальняя ТП 35А	0,91	6,71	5,73	9,46
близкая ТП 36	0,68	8,89	7,6	12,54
дальняя ТП 28	0,96	6,36	5,43	8,96
близкая ТП 31	0,64	9,48	8,11	13,3
дальняя ТП 31А	0,92	6,67	5,7	9,41
близкая ТП 27А	0,75	8,12	6,94	11,45
дальняя ТП 20	0,98	6,2	5,33	8,79
близкая ТП 62Б	0,7	8,71	7,46	12,3
дальняя ТП 52	0,98	6,23	5,33	8,79
близкая ТП 62А	0,67	9,08	7,76	12,8
дальняя ТП 68	0,83	7,31	6,22	10,31
близкая ТП РГТ	0,65	9,38	8,02	13,22
дальняя ТП 61А	0,78	7,8	6,67	11
близкая ТП 66А	0,75	8,12	6,94	11,45
дальняя ТП 66	0,9	6,78	5,8	9,57
близкая ТП 41	0,67	9,08	7,76	12,8
дальняя ТП 45А	1,08	5,67	4,85	8
близкая ТП 48	0,68	8,89	7,6	12,51
дальняя ТП 49	0,78	7,8	6,67	11

№ п/п	Имя	И.И.И.	Подпись	Дата
1	Исполнитель			
2	Проверенный			
3	Утвержденный			
4	Составитель			
5	Проверенный			
6	Утвержденный			
7	Исполнитель			
8	Проверенный			
9	Утвержденный			

ВКР.134193.13.03.02
.Сх

Расчет токов короткого замыкания

Лист 7 из 7

АИИГУ
Кафедра энергетика