

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

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа  
Нижний Куранах в Алданском районе республики Саха (Якутия)

Исполнитель студент  
группы 342- зсб-1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Кислый

Руководитель  
ст. 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 Кислого Александра Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа Нижний Куранах в Алданском районе республики Саха (Якутия)  
(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.17

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, анализ существующей схемы электроснабжения, расчет и выбор трансформаторов для ТП, молниезащита, расчет токов К.З. и искусственного заземления, проверка ВЛ и выбор основного оборудования РУ и защита силовых трансформаторов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Выпускная квалификационная работа содержит 10 рисунков, 28 таблиц, 86 формул, 3 приложения и 6 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания 04.10.2016

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

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

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 89 с., 10 рисунков, 28 таблиц, 86 формул, 21 источник, 9 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

В рассматриваемой бакалаврской работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения поселка городского типа «Нижний Куранах» напряжением 6 кВ с центром питания ПС 220/110/35/6 «Нижний Куранах» республики Якутия. В качестве решения обеспечивающего повышение надежности электроснабжения предусматривается замена устаревшего оборудования как распределительных сетей напряжением 6 кВ так и оборудования находящегося на самой ПС «Нижний Куранах» на современное. В процессе выполнения ВКР был проведен комплекс работ, в частности: расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на стороне низкого напряжения ПС 220/110/35/6 «Нижний Куранах», пересмотрена номинальная мощность трансформаторов 35/6 указанной ПС и выполнен расчет его защиты. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации коммутационного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика поселка городского типа «Нижний Куранах»	8
2 Характеристика потребителей электроэнергии	10
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 6 кВ	12
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	17
5 Расчет номинальной мощности трансформаторов КТП	21
6 Выбор типа сечений ВЛ 6 кВ	28
7 Проверка сечений ВЛ по стойкости к токам короткого замыкания и потере напряжения	30
7.1 Проверка ВЛ 6 кВ на воздействие токов КЗ	32
7.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	34
8 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	35
9 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов 35/6 ПС «Нижний Куранах»	40
10 Расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	43
11 Выбор оборудования РУ 35, 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	50
11.1 Выбор выключателей 35 кВ	50
11.2 Выбор выключателей 6 кВ	51
11.3 Выбор разъединителей 35 кВ	51
11.4 Выбор трансформаторов тока 35, 6 кВ	52
11.5 Выбор трансформаторов напряжения 35, 6 кВ	55
11.6 Выбор гибких шин 35 кВ	57
11.7 Выбор жестких шин 6 кВ	57
11.8 Выбор изоляторов 6 кВ	58
11.9 Выбор типа трансформаторов собственных нужд	59

11.10	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	60
11.11	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	61
12	Защита от прямых ударов молнии РУ 35 кВ «Нижний Куранах»	62
13	Расчет искусственного заземления	64
14	Оценка надежности питания РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	66
15	Защита силовых трансформаторов 35/6 кВ	70
15.1	Газовая защита	70
15.2	Защита от перегрузки	70
15.3	Максимальная токовая защита	70
16	Защита трансформаторов 6/0,4 кВ	72
	Заключение	73
	Библиографический список	74
	Приложение А Расчет нагрузок 0,4 кВ	76
	Приложение Б Расчет трансформаторов 6/0,4 кВ	80
	Приложение В Определение расчетных нагрузок 6 кВ	82
	Приложение Г Существующая схема РЭС с центром питания ПС «Нижний Куранах»	84
	Приложение Д Существующая схема РЭС с центром питания ПС «Нижний Куранах»	85
	Приложение Е Подробная однолинейная схема РУ 35 кВ, РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	86
	Приложение Ж Расстановка оборудования РУ 35 кВ, РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	87
	Приложение З Молниезащита РУ 35 кВ, ЗРУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	88
	Приложение И Схема защиты отходящего фидера 6 кВ ПС «Нижний Куранах»	89

## ВВЕДЕНИЕ

Основным показателем, определяющим развитие электрических сетей и экономические показатели деятельности распределительной сетевой компании или сетевого предприятия, является реконструкция и модернизация электрических сетей.

Совокупность мероприятий по модернизации и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения современных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающим технико - экономическим и экологическим требованиям и современному уровню распределения электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей.

Современные электрические сети должны обеспечивать:

- А) Нормированные уровни надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы;
- Б) Нормированное качество поставляемой электрической энергии;
- В) Минимальные вложения на ремонтно - эксплуатационное обслуживание;
- Г) Адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время состояние электрических сетей напряжением 6 кВ поселка городского типа «Нижний Куранах» в республике Якутия с одноименным центром питания находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется его замена. Выход из строя воздушных линий, трансформаторных подстанций, коммутационных аппаратов, приводит к снижению количества поставляемой электроэнергии а следовательно к штрафным санкциям. Оборудование расположенное в распределительном устройстве низкого напряжения 6 кВ ПС

220/110/35/6 кВ «Нижний Куранах» так же нуждается в замене, на более современное и надежное. Замена оборудования на указанной ПС и в распределительных сетях позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей поселка «Нижний Куранах».

Целью данной работы является разработка оптимального с технической и экономической точек зрения, варианта развития электрических сетей напряжением 6 кВ с центром питания ПС 220/110/35/10 «Нижний Куранах», с учетом требований к качеству и надежности электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач:

А) разработка варианта развития сети напряжением 6 кВ с ПС «Нижний Куранах»,

Б) определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на них; расчет сечений и выбор типа проводников для воздушных линий электропередачи 6 кВ.

В) расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Нижний Куранах», компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов 35/6 кВ.

Г) выбор основного электротехнического оборудования РУ НН 6 кВ ПС «Нижний Куранах» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет молниезащиты РУ 35,6 кВ ПС «Нижний Куранах», расчет сети защитного заземления для защиты от поражения электрическим током. Расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах 35/6 кВ. Расчет параметров надежности электроснабжения после реконструкции ПС. Анализ вредных производственных факторов связанных с распределением электроэнергии.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

Выбор электрооборудования на ПС «Нижний Куранах» и в электрических сетях рассматриваемого участка, проектирование конструкций распределительных устройств ПС ведется на основании данных климатических условий.

Категория по ветру и гололеду требуется для выполнения расчетов механической части проектируемой воздушной линии электропередач, скоростной напор ветра и толщина стенки гололеда так же в рассматриваемом районе позволяют проверить правильность выбора сечения ВЛ и типа выбранных изоляторов. Наивысшая и низшая температуры за год позволят правильно принять тип и систему охлаждения оборудования соответствующего климатического исполнения.

Основные климатические характеристики района представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические характеристики района	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	400
Максимальная скорость ветра, (м/с)	25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	15
Температура воздуха высшая, (град С)	38
Температура воздуха низшая, (град С)	-61
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8
Число грозových часов	40
Степень загрязнения атмосферы	I



Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Нижний Куранах» так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В данном разделе работы проводится краткая характеристика электроприемников подключенных к шинам низкого напряжения 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся на следующие категории: по режимам работы, по мощности и напряжению, по роду тока, по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой, с кратковременной нагрузкой, с повторно - кратковременной нагрузкой, нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой, электрическое отопление помещений, электрическое освещение - такие электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки. В данной ВКР рассматриваются электроприемники всех указанных категорий режимов работы.

По мощности и напряжению различают электроприемники: большой мощности напряжением 6 – 10 кВ, малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В, В данном случае рассматриваются потребители городской сети, в которой отсутствуют электроприемники большой мощности.

По роду тока различают электроприемники: переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока. В нагрузке рассматриваемого участка электрических сетей рассматриваем только электроприемники переменного тока промышленной частоты (50 герц) однофазного либо трехфазного исполнения.

По степени надежности электроприемников устанавливается различие в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном переры-

ве в электроснабжении. Различают потребителей первой, второй и третьей категории. Потребителей первой категории должны получать питание от двух независимых источников питания, а их особая группа от трех источников. Вторая группа может получать питание так же от двух источников, допускается питание двух трансформаторной ПС от которой запитаны данные потребители от одно цепной ВЛ. Потребители третьей категории это потребители не подходящие под определение первой и второй категорий.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 6 кВ с центром питания ПС Нижний «Куранах» представленную в однолинейной форме на рисунке 1. Проводим описание каждого фидера получающего питание от указанной ПС.

Фидер «Котельная» -1, 2 представляет собой петлевую схему к которой подключены три КТП: 59П – НЭР, 56 - АПК, ТП - 44 КВТС - 10, на первых двух установлено по одному трансформатору типа ТМ - 100/6/0,4 и 250 соответственно, на ТП - 44 установлено два трансформатора типа ТМ – 1000/6/0,4, питание указанные ТП могут получать как с первой так и со второй секции 6 кВ ПС «Нижний Куранах» через воздушные линии электропередачи выполненные проводом марки АС.

Фидер «Дражный» так же выполнен по петлевой схеме и объединяется с фидером «Насосная»-2. По данному направлению получают питание следующие ТП: 43 - К «Мощный», 7 – «Скважина-5», 36 – «Скважина-10», 8 «Дражный», 9 - «Дражный котельная», 42 – «Ж/д станция», 67 «Аметист», 41 - «М/отряд», 40 – «Суховерхов», 68 П – «Велесстрой», все КТП имеют одно трансформаторное исполнение за исключением ТП «Мощный». По типу трансформаторы так же относятся к ТМ, номинальная мощность варьируется от 250 до 630 кВА. Питание осуществляется по ВЛ выполненной проводом марки АС.

Фидер «Насосная»-2 имеет петлевую схему и питает следующие КТП: 1 – «Скважина», 2 «Скважина-4» 38 – «ЧП-Рафиков», 58 – «Горгаз», 16 - "ЦТП-1", 57 «Шиномонтаж», 4 - «Поликлиника» 5 – «Скважина-5а» 6 – «Серебрян», тип трансформаторов так же ТМ, в основном ТП одно - трансформаторные, кроме «ЦТП-1», мощность составляет 25-630 кВА. Так же указанные ТП могут получать питание от фидера «Центральный»

Фидер «Центральный» выполнен по петлевой схеме и питает следующие ТП: 20 – «Дровосклад», 61 – «Геологический», 27 – «ГРО», 29 – «Юбилейная», 28 – «Нагорная», 26 – «Новая» на этом направлении установлены трансформаторы типа ТМ, ТП «Юбилейная», «ГРО» имеют двухтрансформаторное исполнение. Данный фидер может получать питание от фидеров «Насосная-2» и «Жил посёлок»

Фидер «Жил посёлок» питает следующие ТП: 19 – «Колбасный цех», 21 – «1-й Микрорайон», 22 – «Столовая», 23 – «Почта», 24 – «Школа» 25 – «Комбинат». Так же как и в остальных случаях питание осуществляется по петлевой схеме, смежными являются фидеры «Центральный». «Бойлерная», мощность трансформаторов составляет 250-630 Ква. ТП «Комбинат», «Почта» - двух трансформаторные, остальные одно трансформаторные.

Фидер «Бойлерная» является самым разветвленным и загруженным из всех, здесь подключены следующие ТП: 10 – «Д/с №7», 62 – «Квартал», 37-Дэмис», 12 – «Холодильник», 11 – «СВХМ», 14 – «II Квартал», 13 – «Солнечная-26», 54 – «Суховерхов-2», 60П – «ООО Утес», 16 – «ЦТП-1», 17-«Спорткомплекс», 66 - «Таёжная», 35 – «Гаражи», 15 – «Мкр.Солнечный» 18 – «Строительная 21». В данном случае все ТП одно трансформаторные

за исключением ТП «ЦТП-1», мощность трансформаторов типа ТМ составляет 100-630 кВА.

Как указывалось ранее в основном в нагрузке подстанций присутствуют потребители третьей категории (порядка 90%), остальная часть вторая категория (10%), следует отметить довольно высокую схемную надежность данного участка РЭС, из за большого количества линейных разъединителей предназначенных для резервирования питания фидеров. Тем не менее воздушные линии электропередачи выполненные голым проводом требуют замены для снижения аварийности на современные самонесущие изолированные типа СИП.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема РУ 35 и РУ 6 Кв ПС «Нижний Куранах»

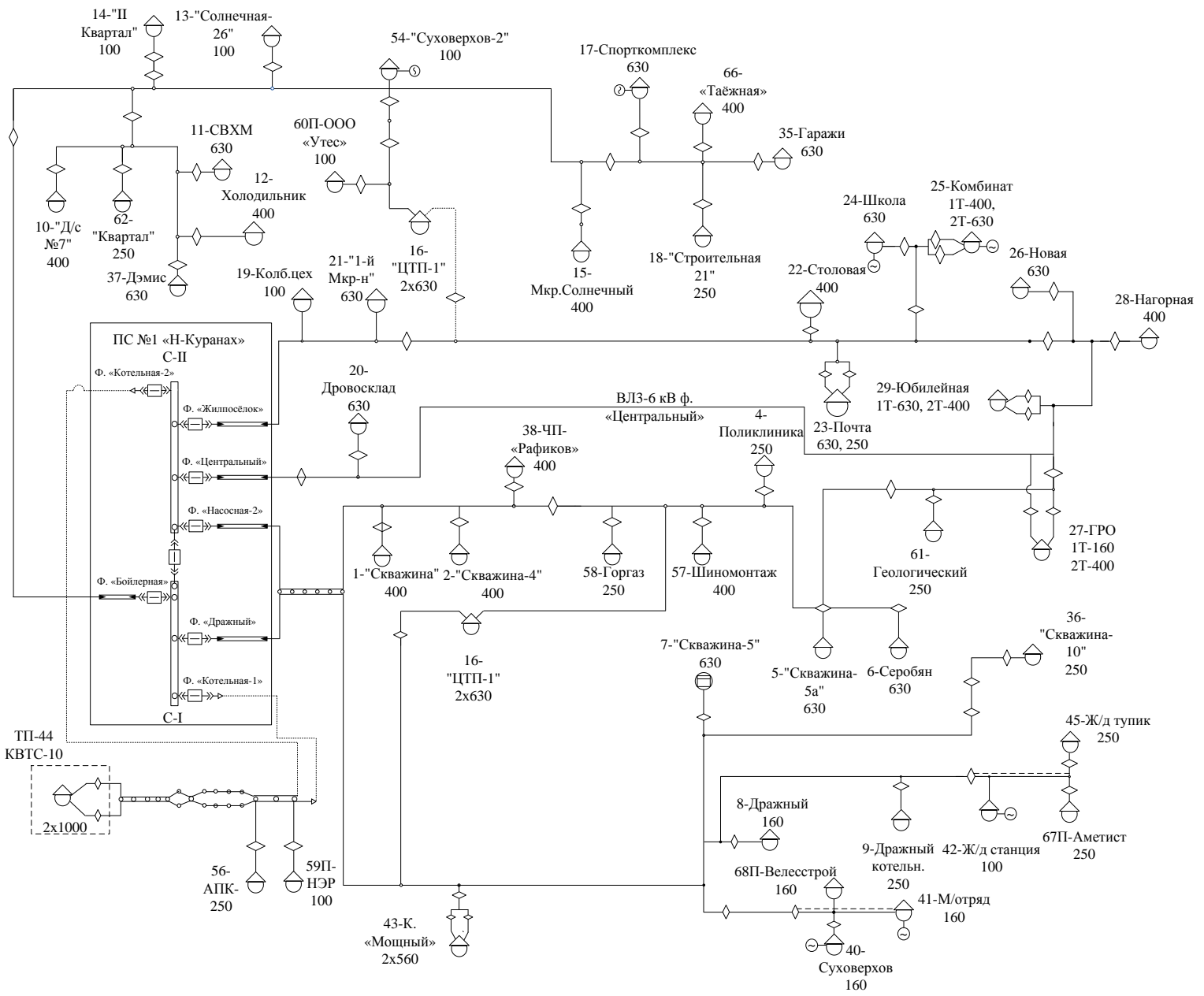


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительной сети 6 кВ с центром питания ПС «Нижний Куранах»

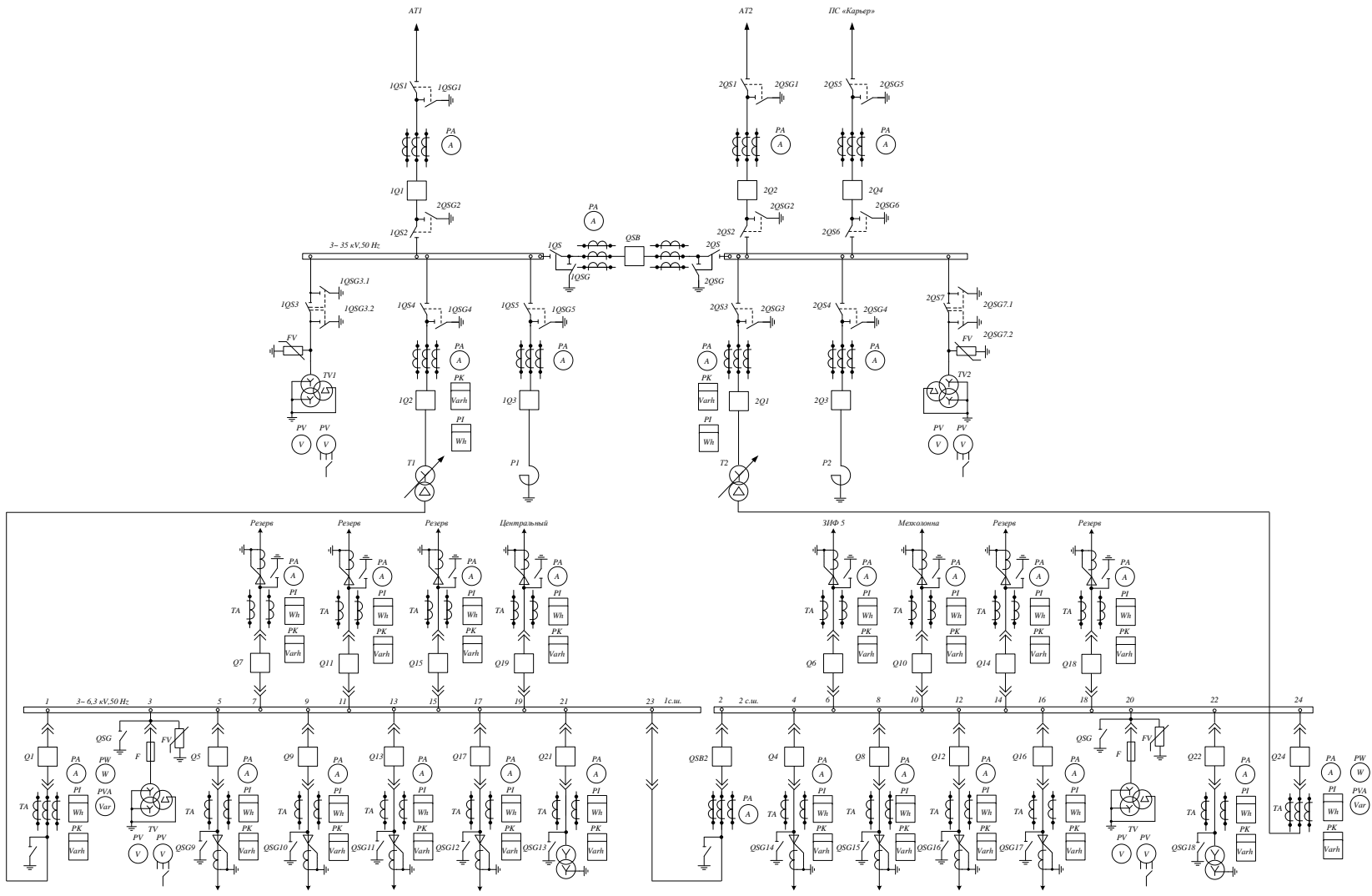


Рисунок 2 - Подробная однолинейная схема РУ 35 и РУ 6 кВ ПС «Нижний Кураных»

Как видно на рисунке распределительные устройства на стороне 35 и 6 кВ выполнены по схеме «одна секционированная выключателем система шин». Дополнительно следует отметить что к каждой секции 35 кВ подключен через выключатель – реактор номинальной мощностью 20 МВАр, предназначенный для потребления избытков реактивной мощности. Со второй секции 35 кВ дополнительно получает питание через одноцепную воздушную линию электропередачи ПС «Карьер».

На указанных РУ в настоящее время применяется устаревшее маслонаполненное коммутационное и измерительное оборудование, которое в настоящее время практически не выпускается. В дальнейшем при выборе основного оборудования предпочтение будет отдаваться более современному и надежному, например выключателям с вакуумной системой гашения дуги и измерительным трансформаторам с литой изоляцией.



#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ КТП

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

В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения ТП 6/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Нижний Куранах».

Ввиду имеющихся показаний расчетных счетчиков электрической энергии, можно определить среднюю мощность потребителя электрической энергии, зная потребления энергии за интервал времени:

$$P_{CP} = \frac{W}{T} \quad (1)$$

где  $W$  – потребленная потребителем электроэнергия;

$T$  – период наблюдения

Реактивную мощности можно определить:

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

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности потребителя (согласно справочным данным)

Рассмотрим на примере определение расчетной мощности фидера №1 ТП №44 за интервал времени равный 24 часам

$$P_{расч} = \frac{5800}{24} = 241,7 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 241,7 \cdot 0,85 = 205,4 \text{ (кВАр)}$$

Аналогично по этим формулам проводится расчет остальных фидеров 0,4 Кв, и остальных ТП

Исходные и расчетные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Наименование ТП	№ фидера	Тип потреб-ля	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (кВАр)
1	2	3	4	5
44	1	ЖКХ	241,7	193,36
	2	ЖКХ	15,4	12,32
	3	ЖКХ	301,6	241,28
	4	ЖКХ	58,6	46,88
56	1	Торговля	56,7	48,195
	2	Бытовой	14,8	2,96
59П	1	Торговля	77,5	65,875
	2	Бытовой	24,9	4,98
43	1	ЖКХ	128,6	102,88
	2	ЖКХ	245,7	196,56
	3	Бытовой	54,6	10,92
40	1	Бытовой	19,7	3,94
	2	Торговля	52,7	44,795
41	1	Бытовой	16,7	3,34
	2	Бытовой	35,8	7,16
68	1	Торговля	33,8	28,73
	2	Бытовой	44,5	8,9
8	1	Бытовой	68,9	13,78
	2	Бытовой	47,8	9,56
9	1	ЖКХ	16,8	13,44
	2	ЖКХ	28,9	23,12
	3	ЖКХ	44,5	35,6
	4	ЖКХ	15,7	12,56
42	1	Административный	8,9	3,56
	2	Административный	54,8	21,92
67	1	Торговля	66,9	56,865
	2	Торговля	57,8	49,13
45	1	Бытовой	66,8	13,36
36	1	ЖКХ	49,9	39,92
7	1	ЖКХ	88,9	71,12
	2	ЖКХ	100,2	80,16
	3	Бытовой	9,7	1,94
16	1	ЖКХ	215,6	172,48
	2	ЖКХ	189,5	151,6
	3	ЖКХ	15,8	12,64
	4	Бытовой	25,6	5,12

Продолжение таблицы 2

Наименование ТП	№ фидера	Тип потреб-ля	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (кВАр)
1	2	3	4	5
1	1	ЖКХ	85,4	68,32
2	1	ЖКХ	98,7	78,96
58	1	Торговля	54,8	46,58
	2	Торговля	18,9	16,065
57	1	Торговля	12,3	10,455
	2	Торговля	68,5	58,225
	3	Торговля	69,6	59,16
5	1	ЖКХ	55,8	44,64
6	1	Торговля	16,8	14,28
	2	Торговля	87,9	74,715
61	1	Бытовой	12,5	2,5
	2	Бытовой	65,7	13,14
	3	Бытовой	61,5	12,3
	4	Торговля	14,8	12,58
27	1	ЖКХ	45,8	36,64
	2	ЖКХ	69,2	55,36
	3	ЖКХ	54,7	43,76
	4	ЖКХ	100,5	80,4
20	1	Торговля	125,5	106,675
	2	Торговля	21,6	18,36
38	1	Торговля	58,9	50,065
	2	Бытовой	13,5	2,7
4	1	Административный	58,9	23,56
	2	Административный	66,4	26,56
	3	Административный	79,2	31,68
23	1	Административный	25,8	10,32
	2	Административный	38,9	15,56
	3	Административный	45,6	18,24
	4	Бытовой	56,8	11,36
28	1	Бытовой	128,9	25,78
	2	Бытовой	180,5	36,1
	3	Бытовой	165,8	33,16
	4	Бытовой	120,3	24,06
19	1	Торговля	15,8	13,43
	2	Торговля	25,9	22,015
21	1	Бытовой	159,8	31,96
	2	Бытовой	150,4	30,08
	3	Бытовой	89,7	17,94
16	1	ЖКХ	115,3	92,24
	2	ЖКХ	98,5	78,8
	3	ЖКХ	78,4	62,72
	4	ЖКХ	110,5	88,4
	5	Бытовой	16,8	3,36

Продолжение таблицы 2

Наименование ТП	№ фидера	Тип потреб-ля	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (кВАр)
1	2	3	4	5
15	1	Бытовой	125,8	25,16
	2	Бытовой	115,7	23,14
	3	Бытовой	142,2	28,44
18	1	Бытовой	111,7	22,34
	2	Бытовой	18,2	3,64
54	1	Торговля	24,8	21,08
60	1	Торговля	33,2	28,22
13	1	Бытовой	55,8	11,16
14	1	Бытовой	21,5	4,3
	2	Бытовой	33,5	6,7
11	1	ЖКХ	55,1	44,08
	2	ЖКХ	23,5	18,8
	3	ЖКХ	11,2	8,96
10	1	Административный	66,5	26,6
	2	Административный	77,8	31,12
62	1	Бытовой	22,3	4,46
	2	Бытовой	13,5	2,7
	3	Бытовой	45,5	9,1
37	1	Торговля	15,8	13,43
	2	Торговля	22,8	19,38
	3	Торговля	41,3	35,105
	4	Торговля	60,2	51,17

На основании данных указанных в таблице 2 производится расчет нагрузок на шинах низкого напряжения 0,4 кВ ТП

## 5 РАСЧЕТ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе работы проводится определение требуемой мощности и типа трансформаторов, установленных в КТП рассматриваемого района РЭС, в связи с реконструкцией. Количество трансформаторов для КТП выбирается в соответствии с категорией потребителей подключенных к шинам низкого напряжения 0,4 кВ. В нашем случае основную массу электроприемников составляют потребители третьей категории, для которых достаточно одного источника питания, но так же имеются потребители второй категории для них в разделе будем рассматривать двух трансформаторные КТП.

Расчет требуемой мощности трансформатора проводится на основе данных о расчетных нагрузках полученных в предыдущем разделе, при этом учитывается совмещение максимумов нагрузки различного типа потребителей которые так же указаны ранее.

Предварительно проводим расчет общей активной, реактивной и полной мощности нагрузки от всех потребителей для каждой КТП по следующей формуле:

$$P_p = P_{\max} + \sum P_{pi} \times k_{ci} = 28,28 \quad (3)$$

где  $P_{\max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа питаемых подключенных к КТП;

$P_{pi}$  – расчетная нагрузка каждого потребителя;

$k_{ci}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок для определенного потребителя.

Рассмотрим расчет на примере КТП №7 (наибольшая мощность нагрузки в данном случае представлена потребителем ЖКХ, меньшая – бытовым потребителем):

$$P_{pIII7} = P_{P.ЖКХ} + P_{P.БЫТ} \times k_c \quad (4)$$

$$P_{pIII7} = 88,9 + 100,2 + 9,7 \times 0,6 = 194,92$$

Далее проводим расчет реактивной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения КТП 7 по аналогичной формуле:

$$Q_{pIII7} = Q_{P.ЖКХ} + Q_{P.БЫТ} \times k_c \quad (5)$$

$$Q_{pIII7} = 71,12 + 80,16 + 1,94 \times 0,6 = 152,44$$

Полную мощность нагрузки определяем как:

$$S_{pIII7} = \sqrt{P_{pIII7}^2 + Q_{pIII7}^2} \quad (6)$$

$$S_{pIII7} = \sqrt{194,92^2 + 152,44^2} = 247,45$$

По аналогичным формулам с использованием соответствующих коэффициентов совмещения максимумов нагрузки проводится расчет для остальных КТП рассматриваемого района, результаты которого сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок 0,4 кВ

Наименование КТП	Ррп (кВт) Сторона 0,4 кВ	Qрп (кВАр) Сторона 0,4 кВ	Срп (кВАр) Сторона 0,4 кВ
1	2	3	4
44	617,3	493,84	790,53
56	65,58	49,971	82,45
59П	92,44	68,863	115,27
43	407,06	305,992	509,24
40	64,52	47,159	79,92
41	52,5	10,5	53,54
68	64,78	26,138	69,85
8	116,7	23,34	119,01
9	105,9	84,72	135,62
42	63,7	25,48	68,61
67	124,7	105,995	163,66
45	66,8	13,36	68,12
36	49,9	39,92	63,90
7	194,92	152,444	247,45
16	436,26	339,792	552,98
1	85,4	68,32	109,37

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
2	98,7	78,96	126,40
58	73,7	62,645	96,73
57	150,4	127,84	197,39
5	55,8	44,64	71,46
6	104,7	88,995	137,41
61	148,58	35,488	152,76
27	270,2	216,16	346,02
20	147,1	125,035	193,06
38	67	51,685	84,62
4	204,5	81,8	220,25
23	144,38	50,936	153,10
28	595,5	119,1	607,29
19	41,7	35,445	54,73
21	399,9	79,98	407,82
16	412,78	324,176	524,86
15	383,7	76,74	391,30
18	129,9	25,98	132,47
22	146,1	124,185	191,75
24	207,2	109,04	234,14
25	115,7	98,345	151,85
26	154,7	30,94	157,76
28	67,48	18,683	70,02
35	33,5	6,7	34,16
66	96	19,2	97,90
17	196,12	76,564	210,54
54	24,8	21,08	32,55
60	33,2	28,22	43,57
13	55,8	11,16	56,91
14	55	11	56,09
11	89,8	71,84	115,00
10	144,3	57,72	155,42
62	81,3	16,26	82,91
37	140,1	119,085	183,87

Далее на основании полученных данных проводим расчет требуемой мощности трансформаторов КТП.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{\text{рIII}}}{n_T \times k} = 247,45 \quad (7)$$

где  $S_{рIII}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ КТП;

$n_T$  - количество трансформаторов КТП;

$k$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей второй категории 0,75 и третьей категории принимается равным 0,9).

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых промышленностью трансформаторов. Номинальная мощность должна быть больше или равной расчетной.

Далее после выбора трансформатора осуществляем проверку правильности выбора по коэффициенту загрузки.

$$k_{факт} = \frac{S_{рIII}}{n_T \times S_{Тном}} \quad (8)$$

где  $S_{Тном}$  - номинальная мощность выбранного трансформатора.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию, для потребителей III категории по надежности:

$$k_{факт} \leq 0,9$$

для потребителей II категории по надежности:

$$k_{факт} \leq 0,75$$

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТП 44:

$$S_{треб44} = \frac{790,53}{2 \times 0,75} = 527,02$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-630/6 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 630 кВА. Внешний вид такого типа трансформатора представлен на рисунке 3.





Рисунок 3 – Трансформатор типа ТС с литой изоляцией

Сухие трансформаторы с литой изоляцией производства компании СВЭЛ серии ТС и ТСЗ могут без дополнительных затрат заменять ранее установленные: масляные трансформаторы, совтоловые трансформаторы; сухие трансформаторы: ТСГЛ, ТСЗГЛ, ТСЗГЛФ и другие. Рассмотрим преимущества данных трансформаторов:

- 1) Высокий уровень пожаробезопасности позволяет разместить трансформаторные пункты максимально близко к потребителям электроэнергии, что значительно снижает потери при передаче электроэнергии в сетях низкого напряжения.
- 2) Отсутствует необходимость проектирования и установки систем пожаротушения подстанции.
- 3) Экологическая чистота, отсутствие в трансформаторе масла устраняет угрозу загрязнения окружающей среды при его утечке.
- 4) Безопасность при эксплуатации, обмотки трансформаторов не горячи и не могут быть источниками пожаров.
- 5) Более простой монтаж, не требуется дополнительных мер противопожарной безопасности в местах установки.

6) Минимальные эксплуатационные затраты, отсутствует необходимость в периодической проверке и замене диэлектрической жидкости.

7) Малые габариты обеспечивают возможность установки трансформатора большей мощности в существующем трансформаторном отсеке при реконструкции подстанции.

8) Высокая динамическая стойкость при протекании токов короткого замыкания. Обмотки не подвержены увлажнению и загрязнению. Повышенная надежность обмоток.

9) Высокая импульсная прочность сухих трансформаторов позволяет не устанавливать ограничители перенапряжения.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{факт} = \frac{790,53}{2 \times 630} = 0,627$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных КТП, результаты расчета сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

Наименование КТП	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	$k_{факт}$	Количество трансформаторов КТП
1	2	3	4	5
44	527,02	630	0,63	2
56	91,61	100	0,82	1
59П	128,08	160	0,72	1
43	339,49	400	0,64	2
40	88,80	100	0,80	1
41	59,49	63	0,85	1
68	77,61	100	0,70	1
8	132,23	160	0,74	1
9	150,69	160	0,85	1
42	76,23	100	0,69	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
67	181,84	250	0,65	1
45	75,69	100	0,68	1
36	71,00	100	0,64	1
7	274,94	400	0,62	1
16	368,65	400	0,69	2
1	121,52	160	0,68	1
2	140,44	160	0,79	1
58	107,48	160	0,60	1
57	219,32	250	0,79	1
5	79,40	100	0,71	1
6	152,68	160	0,86	1
61	169,73	250	0,61	1
27	230,68	250	0,69	2
20	214,51	250	0,77	1
38	94,02	100	0,85	1
4	244,72	250	0,88	1
23	102,07	160	0,48	2
28	674,77	1000	0,61	1
19	60,81	100	0,55	1
21	453,13	630	0,65	1
16	583,18	630	0,83	1
15	434,78	630	0,62	1
18	147,19	160	0,83	1
22	213,06	250	0,77	1
24	260,16	400	0,59	1
25	101,23	160	0,47	2
26	175,29	250	0,63	1
28	77,80	100	0,70	1
35	37,96	40	0,85	1
66	108,78	160	0,61	1
17	233,93	250	0,84	1
54	36,17	40	0,81	1
60	48,41	63	0,69	1
13	63,23	63	0,90	1
14	62,32	63	0,89	1
11	127,78	160	0,72	1
10	172,69	250	0,62	1
62	92,12	100	0,83	1
37	204,30	250	0,74	1

Расчет считается окончанным так как коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений.

## 6 ВЫБОР ТИПА СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 КВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузок с последующей проверкой по:

- а) термической стойкости от действия токов короткого замыкания;
- б) допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы сети

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

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

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (9)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении, А;

В данной бакалаврской работе рассматривается полная замена голого провода которым выполнены распределительные сети 6 кВ с центром питания ПС «Нижний Куранах» на самонесущий изолированный провод типа СИП номинальным напряжением 20 кВ. представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. СИП-3 изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой состоит из сшитого полиэтилена.

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (10)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

Таблица 5 – Основные характеристики провода типа СИП-3

Номинальное напряжение (кВ)	20,0
Рабочая температура жилы (не более °С)	90
Температура в режиме перегрузки (не более °С)	130
Температура жилы при коротком замыкании (°С)	250
Температура окружающей среды, мин/макс (°С)	-50/+50

Рассмотрим расчет сечения ВЛ на примере фидера «Котельная-1,2», определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества трансформаторов и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае на этом участке находятся следующие КТП 56П,59,44, расчет проводим для случая когда все КТП запитаны от одного фидера, формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (11)$$

$$I_p = \frac{0,85 \cdot (826,13 + 87,27 + 121,63)}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 80,63 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение сип-3, принимаем для обоих фидеров СИП-3 3×16.

Таким же образом проводим выбор марки и сечения воздушных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 6:

Таблица 6 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Фидер	Расчетная мощность (кВА)	Расчётный ток(А)	Сечение (мм <sup>2</sup> )	Допустимый ток (А)
Котельная-1,2	879,75	80,63	16	100
Дражный	1159,54	107,631	35	160
Насосная-2	1273,58	118,216	35	160
Бойлерная»	841,53	78,115	16	100
Жил посёлок	1534,17	142,42	35	160
Центральный	569,93	52,91	16	100

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

## 7 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО СТОЙКОСТИ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ рассматриваемого участка РЭС с целью определения минимального термически стойкого к токам КЗ сечения.

При расчете токов короткого замыкания для одинакового сечения линии на протяжении всего участка, определение токов выполняем в ближайших точках т.е. на шинах высокого напряжения ближайших КТП .

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах ВН КТПГ №19 (фидер «Жил. посёлок»)

Сопrotивление системы определяется по формуле относительно шин НН 6 кВ ПС «Нижний Куранах» (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (12)$$

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

Активные и реактивные сопротивления участков ВЛ (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (13)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (14)$$

где  $x_0, r_0$  - соответствующее удельное сопротивление провода, Ом/км;

$L$  – длина участка ВЛ (км).

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

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (15)$$

Ток двухфазного короткого замыкания находим как (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (16)$$

Находим сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 9,07} = 0,4 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков ВЛ:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,4 = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 1,5 \cdot 0,4 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \text{ (Ом)} \quad (17)$$

$$X_p = 0,4 + 0,03 = 0,43$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,6$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,43^2 + 0,6^2}} = 4,92 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 4,92 = 4,26 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,43}{0,6 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,21 \quad (18)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,92 \cdot K_a = 8,42 \text{ (кА)}$$

По данному алгоритму рассчитываются все остальные фидеры результаты расчетов сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет токов КЗ в сети 6 кВ

Ближайшая КТП фидера	Полное сопротивление (Ом)	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ток двухфазного КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
Котельная-1,2	0,55	6,62	5,66	11,09
Дражный	0,59	6,17	5,28	10,34
Насосная-2	0,85	4,28	3,66	7,18
Бойлерная»	1,03	3,53	3,02	5,92
Жил. посёлок	0,74	4,92	4,26	8,42
Центральный	0,74	4,92	4,26	8,42

Далее определяем минимальное термически стойкое сечение

### 7.1 Проверка ВЛ 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам короткого замыкания сечение ВЛ находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{п0} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (19)$$

где  $I_{п0}$  - периодическая составляющая тока КЗ;



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

$K_T$  - температурный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ фидера «Жил посёлок»:

$$S_T = \frac{4,92 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 12,0 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке 35 мм<sup>2</sup>, следовательно, оно проходит проверку, его принимаем.

В расчете рассматриваем только головные участки сети так как они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка сечений по термической стойкости

Фидер	Ток КЗ (кА)	Требуемое сечение (мм <sup>2</sup> )	Фактическое сечение (мм <sup>2</sup> )
Котельная-1,2	6,62	16,34	16 (принимаем 35 мм <sup>2</sup> )
Дражный	6,17	15,23	35
Насосная-2	4,28	10,56	35
Бойлерная»	3,53	8,71	16
Жил посёлок	4,92	12,14	35
Центральный	4,92	12,14	16

Для фидера «Котельная-1,2» принимаем по результатам проверки сечение равное 35 (мм<sup>2</sup>)

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

## 7.2 Проверка ВЛ 6 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения на участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (20)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$x_0$  – погонное сопротивление ВЛ, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения фидера «Котельная-1,2»:

Определяем потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 80,63 \cdot 0,5 \cdot (1,5 \cdot 0,8 + 0,08 \cdot 0,5) \cdot \frac{100}{6300} = 1,37 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение кабеля выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 9:

Таблица 9 – Проверка сечений ВЛ 6 кВ по потере напряжения

Фидер	Расстояние до удаленной КТП (км)	Потеря напряжения (%)
Котельная-1,2	0,5	1,37
Дражный	2,25	4,18
Насосная-2	2,95	4,88
Бойлерная»	3,56	6,12 (не проходит проверку)
Жил посёлок	1,0	3,48
Центральный	0,77	2,59

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что все фидеры кроме «Бойлерная» проходят проверку. На участке фидера «Бойлерная» принимаем сечение провода 35 мм<sup>2</sup>, повторно проводим расчет, при этом потеря напряжения составляет 3,15 %, данное сечение принимаем.

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 6 КВ ПС «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

Перед определением расчетной мощности на шинах 6 кВ ПС «Нижний Куранах» необходимо рассчитать мощность на шинах высокого напряжения всех КТП рассматриваемого района. Для этого необходимо используя паспортные данные принятых трансформаторов определить величину потерь в них. Далее суммируя полученные данные с мощностью нагрузки определяется искомая величина.

Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТС-40/6	0,22	0,65	4,5	3,0
ТС-63/6	0,27	1,02	4,5	2,5
ТС-100/6	0,39	1,23	4,5	1,6
ТС-160/6	0,55	2,13	4,5	1,5
ТС-250/6	0,7	2,72	4,5	1,0
ТС-400/6	1,0	3,83	4,5	0,8
ТС-630/6	1,15	6,38	5,5	0,6
ТС-1000/6	1,55	8,59	5,5	0,5

Основываясь на указанных данных проводим расчет потерь в трансформаторах при расчетной нагрузке, потери активной мощности в трансформаторах определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{эф}^2 + \Delta P_x \quad (21)$$

Потери реактивной мощности (кВар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (22)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки (кВар)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВар)

Приводим пример расчета на КТП 44:

$$\Delta P_m = 2 \times 6,38 \times 0,63^2 + 2 \times 1,15 = 7,32$$

$$\Delta Q_m = 2 \times \frac{5,5 \times (790,53 \times 0,5)^2}{100 \times 630} + 2 \times \frac{0,6 \times 630}{100} = 34,84$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (23)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{7,32^2 + 34,84^2} = 35,6$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной КТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{рвн} = P_{рнн} + \Delta P_m \quad (24)$$

$$Q_{рвн} = Q_{рнн} + \Delta Q_m \quad (25)$$

$$S_{рвн} = S_{рнн} + \Delta S_m \quad (26)$$

где  $P_{рнн}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВт)

$Q_{рнн}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВАр)

$S_{рнн}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

Для КТП 44:

$$P_{рвн} = 617,3 + 7,32 = 624,62$$

$$Q_{рвн} = 493,84 + 34,84 = 528,68$$

$$S_{рвн} = 790,53 + 35,6 = 826,13$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Определение расчетных мощностей 6 кВ КТП

Наименование КТП	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta Q$ (кВАр)	$\Delta S$ (кВА)	Р <sub>рп</sub> (кВт) Сторона 6 кВ	Q <sub>рп</sub> (кВАр) Сторона 6 кВ	S <sub>рп</sub> (кВА) Сторона 6 кВ
1	2	3	4	5	6	7
44	7,32	34,84	35,60	624,62	528,68	826,13
56	1,23	4,66	4,82	66,81	54,63	87,27
59П	1,66	6,14	6,36	94,10	75,00	121,63
43	5,10	20,99	21,60	412,16	326,98	530,84
40	1,18	4,47	4,63	65,70	51,63	84,55
41	1,01	3,62	3,76	53,51	14,12	57,30
68	0,99	3,80	3,92	65,77	29,93	73,77
8	1,73	6,38	6,61	118,43	29,72	125,62
9	2,08	7,57	7,85	107,98	92,29	143,47
42	0,97	3,72	3,84	64,67	29,20	72,45
67	1,87	7,32	7,56	126,57	113,32	171,22
45	0,96	3,69	3,81	67,76	17,05	71,93
36	0,89	3,44	3,55	50,79	43,36	67,45
7	2,47	10,09	10,39	197,39	162,53	257,84
16	5,66	23,60	24,27	441,92	363,39	577,25
1	1,55	5,76	5,97	86,95	74,08	115,34
2	1,88	6,89	7,15	100,58	85,85	133,55
58	1,33	5,03	5,20	75,03	67,68	101,93
57	2,40	9,51	9,81	152,80	137,35	207,20
5	1,02	3,90	4,03	56,82	48,54	75,49
6	2,12	7,71	8,00	106,82	96,71	145,41
61	1,72	6,70	6,92	150,30	42,19	159,68
27	4,01	15,78	16,28	274,21	231,94	362,30

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7
20	2,32	9,21	9,50	149,42	134,24	202,56
38	1,27	4,82	4,99	68,27	56,51	89,61
4	2,81	11,23	11,58	207,31	93,03	231,83
23	2,08	8,10	8,36	146,46	59,03	161,46
28	4,72	25,28	25,72	600,22	144,38	633,01
19	0,76	2,95	3,04	42,46	38,39	57,77
21	3,82	18,30	18,69	403,72	98,28	426,51
16	5,58	27,83	28,38	418,36	352,01	553,24
15	3,61	17,15	17,52	387,31	93,89	408,82
18	2,01	7,34	7,61	131,91	33,32	140,08
22	2,30	9,12	9,40	148,40	133,30	201,15
24	2,31	9,37	9,65	209,51	118,41	243,79
25	2,06	8,04	8,30	117,76	106,39	160,15
26	1,78	6,98	7,20	156,48	37,92	164,96
28	0,99	3,81	3,93	68,47	22,49	73,95
35	0,69	2,51	2,61	34,19	9,21	36,77
66	1,35	5,10	5,27	97,35	24,30	103,17
17	2,63	10,48	10,80	198,75	87,04	221,34
54	0,65	2,39	2,48	25,45	23,47	35,03
60	0,76	2,93	3,03	33,96	31,15	46,60
13	1,10	3,89	4,04	56,90	15,05	60,95
14	1,08	3,82	3,97	56,08	14,82	60,06
11	1,65	6,12	6,34	91,45	77,96	121,34
10	1,75	6,85	7,07	146,05	64,57	162,49
62	1,24	4,69	4,85	82,54	20,95	87,76
37	2,17	8,59	8,86	142,27	127,67	192,73

Далее на основании приведенных данных проводим определение расчетной нагрузки на шинах 6 кВ ПС «Нижний Куранах».

Расчетная электрическая нагрузка на шинах 6 кВ ПС «Нижний Куранах» определяются умножением суммы расчетных нагрузок отдельных КТП, на коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов в рассматриваемом участке РЭС.

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{рвн} + P_{фид}) \quad (27)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{рвн} + Q_{фид}) \quad (28)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{рвн} + S_{фид}) \quad (29)$$

где  $k_C$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, при количестве трансформаторов более 20 принимаем равным 0,7

$S_{фид}, P_{фид}, Q_{фид}$  - расчетная мощность нагрузки оставшихся фидеров 6 кВ ПС «Нижний Куранах» («Мехколонна», ЗИФ-5,6, Драга-79)

$S_{рвн}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

$$P_{рПС} = 0,7 \times (7782,71 + 658,9) = 5909,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рПС} = 0,7 \times (4733,96 + 387,48) = 3585,56 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{рПС} = 0,7 \times (9644,74 + 764,38) = 7286,24 \text{ (кВА)}$$

На основании полученных данных проводится выбор силовых трансформаторов 35/6 кВ на ПС «Нижний Куранах».

## 9 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/6 КВ ПС «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

Мощность силовых трансформаторов для установки на РУ35 кВ ПС «Нижний Куранах» определяется из расчетной активной мощности потребителей подстанции и расчетной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать бесперебойное питание всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Количество устанавливаемых при реконструкции ПС трансформаторов соответствует категории потребителей подключенных к шинам низкого напряжения (в данной работе количество не меняется, принимаем к установке 2 трансформатора). Коэффициенты загрузки трансформаторов должны быть такими чтобы в случае аварии на одном из трансформаторов, второй обеспечил полной мощностью названных потребителей.

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{рПС}^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (30)$$

где  $S_p$  – требуемая номинальная мощность трансформатора (кВА);

$P_{рПС}$  – расчетная активная мощность на шинах 6 кВ (кВт);

$Q_{рПС}$  – расчетная реактивная мощность на шинах 6 кВ;

$n_T$  – принятое количество трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (принимается равным 0,7).

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



$$K_{норм} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{рПС}^2}}{n_T \times S_{Тном}} \quad (31)$$

$$K_{нав} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{рПС}^2}}{S_{Тном}} \quad (32)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Нижний Куранах»:

$$S_p = \frac{\sqrt{5909,25^2 + 3585,56^2}}{1,4} = 4937,23 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на РУ 35кВ ПС «Нижний Куранах» трансформатор типа ТМН 6300/35/6 с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, данный трансформатор оборудован системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), номинальная мощность 6300 кВА, номинальное напряжение высокой стороны 37 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{5909,25^2 + 3585,56^2}}{2 \times 6300} = 0,545$$

$$K_{нав} = \frac{\sqrt{5909,25^2 + 3585,56^2}}{6300} = 1,09$$

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы должны находиться в пределах от 0,5 до 0,7, а для аварийного режима в пределах 1-1,4, делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки, его принимаем к установке на ПС.

Следует отметить что в настоящее время на ПС установлены трансформаторы большей мощности, коэффициенты загрузки на них еще меньше

расчетных, что приводит перерасходу денежных средств на ремонт такого оборудования и эксплуатацию.

Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 6300/35/6

Тип трансформатора	Uк (%)	Iх (%)	Uвн (кВ)	Uнн (кВ)	Рк (кВт)	Рх (кВт)
ТМН 6300/35	10,5	1,0	37	6,3	44	10

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 6 кВ ПС «Нижний Куранах» с последующим выбором оборудования.

## 10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В РУ 35, 6 КВ ПС «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах 35 и 6 кВ ПС «Нижний Куранах», с целью дальнейшего выбора и проверки основного оборудования (выключатели, разъединители, трансформаторы тока, гибкая и жесткая ошиновка) на коммутационную термическую и электродинамическую стойкость.

Расчет токов короткого замыкания производится для определения значения периодической составляющей тока КЗ  $I_{по}$ , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{пт}$ , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{ат}$ , ударного тока КЗ  $I_{уд}$ .

Расчет проводим методом относительных единиц, с использованием среднего ряда напряжений. Расчет основывается на данных о токах короткого замыкания в распределительных устройствах 220, 110 кВ ПС «Нижний Куранах».

Расчетная схема для определения токов короткого замыкания и ее схема замещения представлены на рисунках 4, 5.

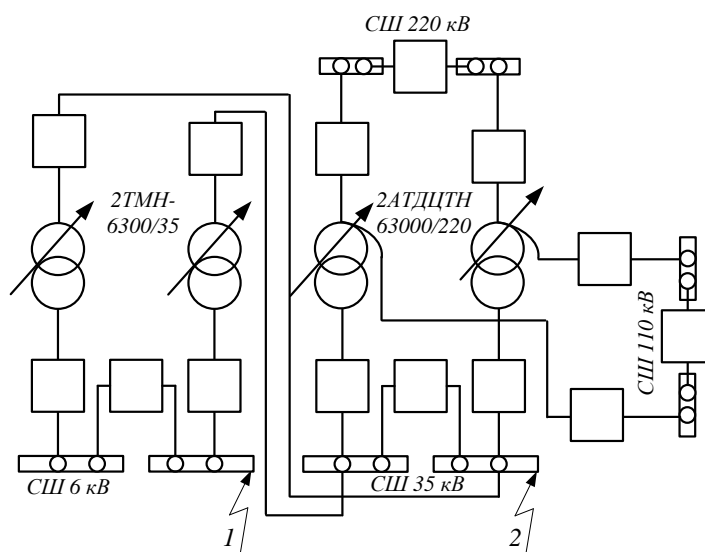


Рисунок 4 – Принципиальная схема для расчета токов короткого замыкания

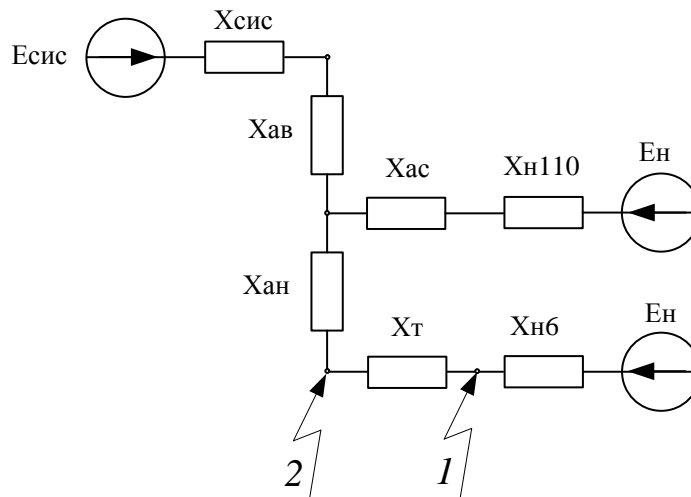


Рисунок 5 – Схема замещения ПС «Нижний Куранах»

Задаемся базисной мощностью:

$$S_B = 63 \text{ (МВА)},$$

Принимаем следующие значения базисных напряжений из среднего ряда:

- 1) базисное напряжение на стороне 220 (кВ)  $U_{B220} = 230$ ,
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_{B110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{B35} = 37$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_{B6} = 6,3$
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки (о.е.)

Базисный ток на каждой стороне и рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (33)$$

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

$$I_{Б35} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,98 \text{ (кА)}$$

$$I_{Б6} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,77 \text{ (кА)}$$

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

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ ПС «Нижний Куранах»:

$$X_{сис} = \frac{S_B}{S_{КЗ}} \tag{34}$$

$$X_{сис} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 17,58} = 0,01$$

где  $S_{КЗ}$  – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Нижний Куранах», согласно исходным данным.

Определяем сопротивления автотрансформаторов установленных на ПС «Нижний Куранах»:

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (u_{K\%вс} + u_{K\%вн} - u_{K\%сн}) \tag{35}$$

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (11 + 45 - 28) = 0,14$$

$$X_{ас} = 0,005 \cdot (u_{K\%вс} - u_{K\%вн} + u_{K\%сн}) \tag{36}$$

$$X_{ас} = 0,005 \cdot (11 - 45 + 28) = -0,03$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-u_{K\%вс} + u_{K\%вн} + u_{K\%сн}) \tag{37}$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-11 + 45 + 28) = 0,311$$

где  $u_{K\%}$ , – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток автотрансформатора ПС «Нижний Куранах» (%).

Сопrotивление нагрузки (в режиме зимнего максимума, сторона 110 кВ):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (38)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H110} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{55,6^2 + 26,8^2}} = 0,36$$

Сопrotивление нагрузки (сторона 6 кВ):

$$X_{H6} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{5,91^2 + 3,59^2}} = 3,19$$

Определяем сопrotивления трансформаторов 35/6 кВ установленных на ПС «Нижний Куранах»:

$$X_m = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{63}{6,3} = 1,05$$

После определения значений всех элементов схемы замещения проводим последовательное преобразование относительно точки короткого замыкания. Подробно рассмотрим сворачивание схемы относительно точки №1 представлено на рисунках 6-9:

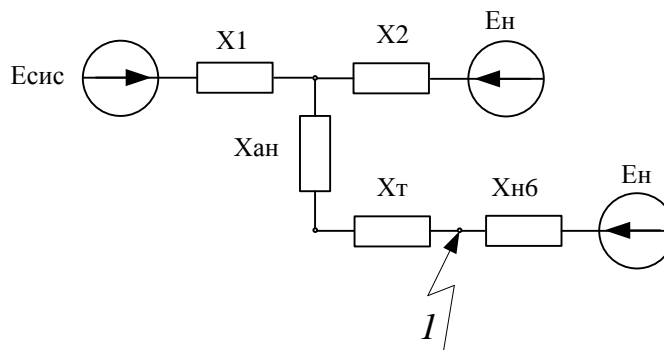


Рисунок 6 – Схема замещения, шаг 1

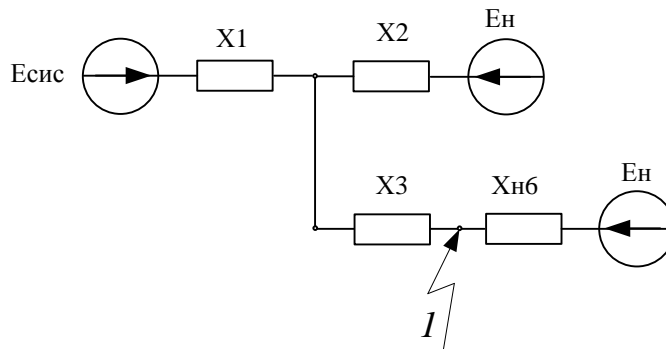


Рисунок 7 – Схема замещения, шаг 2

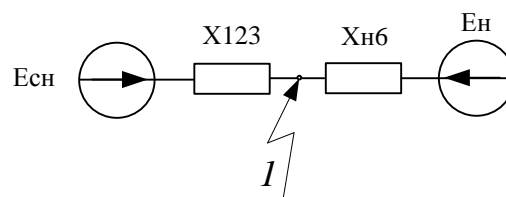


Рисунок 8 – Схема замещения, шаг 3

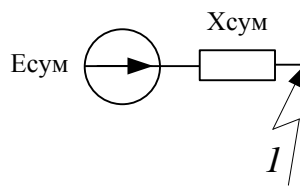


Рисунок 9 – Схема замещения, шаг 4

Рассмотрим расчет параметров схемы замещения подробно:

$$X1 = X_{сис} + X_{ав} \cdot 0,5 = 0,01 + 0,14 \cdot 0,5 = 0,08$$

$$X2 = X_{ас} \cdot 0,5 + X_{н10} = 0 + 0,36 = 0,36$$

$$X3 = X_{ан} \cdot 0,5 + X_m \cdot 0,5 = 0,311 \cdot 0,5 + 1,05 \cdot 0,5 = 0,68$$

$$X123 = X3 + \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = 0,68 + \frac{0,08 \cdot 0,36}{0,08 + 0,36} = 0,745$$

$$E_{сн} = \frac{E_{сис} \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,36 + 0,85 \cdot 0,08}{0,08 + 0,36} = 0,97$$

$$X_{сум} = \frac{X_{123} \cdot X_{н6}}{X_{123} + X_{н6}} = \frac{0,745 \cdot 3,19}{0,745 + 3,19} = 0,604$$

$$E_{сум} = \frac{E_{сн} \cdot X_{н6} + E_H \cdot X_{123}}{X_{123} + X_{н6}} = \frac{0,97 \cdot 3,19 + 0,85 \cdot 0,745}{0,745 + 3,19} = 0,95$$

Начальное значение периодической составляющей в точке К1

$$I_{ПОР1} = \frac{E_{сум}}{X_{сум}} \cdot I_{Б6} = \frac{0,95}{0,604} \cdot 5,77 = 9,07 \text{ (кА)} \quad (39)$$

Начальное значение аperiodической составляющей в точке К1

$$I_{АтК1} = \sqrt{2} \cdot I_{ПОР1} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{T_a}} \quad (40)$$

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

$I_{ПО}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ОВ}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек),  
в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

$$I_{АтК1} = \sqrt{2} \cdot 9,07 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,18 \text{ (кА)}$$

Ударный ток в точке К1

$$i_{УДК1} = \sqrt{2} \cdot I_{ПОР1} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (41)$$

$$i_{УДК1} = \sqrt{2} \cdot 15,17 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 22,02 \text{ (кА)}$$



Для расчетной точки короткого замыкания 2 расчет проводится по приведенным выше формулам, результаты расчетов приведены в таблице 13:

Таблица 13 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА)	Ударный ток КЗ в расчетной точке (кА)
1	9,07	0,18	22,02
2	5,18	0,35	12,58

## 11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 35, 6 КВ ПС НИЖНИЙ КУРАНАХ

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электро-технического оборудования устанавливаемого на РУ 35,6 кВ ПС «Нижний Куранах». Выбор оборудования ведется на основе данных полученных в ходе расчета токов короткого замыкания, характеристики потребителей электро-энергии и климатических условий района размещения ПС. Значения максимальных рабочих токов определены из условий максимальной расчетной нагрузки, указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Максимальные рабочие токи в РУ 35, 6 кВ ПС «Нижний Куранах»

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Максимальный рабочий ток РУ (А)
35	114,01
6	623,43

### 11.1 Выбор выключателей 35 кВ

Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВРС35.

Сравнение параметров принятого выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Нижний Куранах»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	35 кВ	35 кВ	$U_H \geq U_{\text{сети}}$
Номинальный ток	630А	114,01 А	$I_H \geq I_M$
Проверка			
Номинальный ток включения	12,5 кА	5,18 кА	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{П0}}$
Наибольший пик тока включения	31 кА	12,58 кА	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения	12,5кА	5,18 кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{Пт}}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	7,9кА	0,35 кА	$i_{\text{ан}} \geq i_{\text{Ат}}$
Предельный сквозной ток	31 кА	12,58 кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	5000 кА <sup>2</sup> с	100,92 кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Нижний Куранах».

### 11.2 Выбор выключателей 6 кВ

Для РУ 6 кВ для ПС «Нижний Куранах» первоначально принимаем выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ.

Сравнение параметров принятого выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	10 кВ	6 кВ	$U_H \geq U_{\text{сети}}$
Номинальный ток (А)	630 А	623,3 А	$I_H \geq I_M$
Проверка			
Номинальный ток включения (кА)	31,5 кА	9,07 кА	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{П0}}$
Наибольший пик тока включения (кА)	128 кА	22,02 кА	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{УД}}$
Номинальный ток отключения (кА)	31,5 кА	9,07 кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{Пт}}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	8,48 кА	0,18 кА	$i_{\text{ан}} \geq i_{\text{Ат}}$
Предельный сквозной ток (кА)	128 кА	22,02 кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	246,79 кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

### 11.3 Выбор разъединителей 35 кВ

Для РУ 35 кВ ПС «Нижний Куранах», по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя принимаем – ПРНЗ.

Сравнение параметров принятого разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Нижний Куранах»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	35 кВ	35 кВ	$U_H \geq U_{Hcетu}$
Номинальный ток	1000 А	114,01 А	$I_H \geq I_M$
Проверка			
Предельный сквозной ток	63 кА	12,58 кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	1875 кА <sup>2</sup> с	100,92 кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Нижний Куранах». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

#### 11.4 Выбор трансформаторов тока 35, 6 кВ

Трансформатор тока проверяется на электромеханическую и термическую стойкость по условиям протекания токов короткого замыкания, а также по величине нагрузки в рассматриваемом уровне точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока суммируется из внутреннего сопротивления приборов защиты и измерения, проводов и переходного сопротивления контактов, она определяется по следующей формуле:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (42)$$

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

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (43)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление материала проводов;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 6 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 35 и 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление подключаемых приборов определяется как:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (44)$$

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

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

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС «Нижний Куранах» установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ А44, позволяющий измерять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ ПС «Нижний Куранах»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	А44 АВВ	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы для РУ 35 и 6 кВ  $S_{\text{пр}} = 0,62$  (ВА). Находим сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока РУ 35 и 6 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Нижний Куранах» с номинальным током первичной обмотки 150 А. Срав-

нение параметров принятого трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Нижний Куранах»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	35 кВ	35 кВ	$U_H \geq U_{Hсети}$
Номинальный ток	150 А	114,01 А	$I_H \geq I_M$
Проверка			
Предельный сквозной ток	125 кА	12,58 кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	7203 кА <sup>2</sup> с	100,92 кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его принимаем для установки на присоединениях РУ 35 кВ.

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ для ПС «Нижний Куранах» ТПЛК-6/750 с номинальным током первичной обмотки 750 А. Сравнение параметров принятого трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	6 кВ	6 кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	750 А	623,3 А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Проверка			
Предельный сквозной ток	140 кА	22,02 кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	58800 кА <sup>2</sup> с	246,79 кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его принимаем для установки на присоединениях РУ 6 кВ.

### 11.5 Выбор трансформаторов напряжения 35, 6 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- а) по номинальному напряжению электроустановки
- б) по конструкции и схеме подключения к сети;
- в) по требуемому классу точности;
- г) по мощности нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка присоединенных к трансформатору напряжения приборов.

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ35, 6 кВ определим, когда все присоединения переведены на одну секцию шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов в ячейках КРУ, а также вольтметров. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Принимаем трансформатор напряжения для РУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Нижний Куранах»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	А44 АВВ	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 соответствующего климатического исполнения предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты (50 Гц) с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Выполняем проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Нижний Куранах»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах» НАЛИ 6 УХЛ1. Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 6 кВ ПС. Данные представлены в таблице 23.

Таблица 23– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	1	1,5
Ваттметр	Д-335	1	1,5
Счетчик АЭ	А44 АВВ	11	4
Счетчик РЭ			
Сумма			51



Таблица 24 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 51 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

### 11.6 Выбор гибких шин 35 кВ

На напряжении 35 кВ применяются провода как и ранее установленные – АС-120/19 мм<sup>2</sup> Проверку на корону таких шин 35 кВ проводить не требуется. Длительно допустимый ток для данного типа провода составляет 390 А вне помещений что меньше расчетного тока 208,5 А

### 11.7 Выбор жестких шин 6 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения 6 Кв ПС «Нижний Куранах». Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 623,3А. Принимаем минимальное сечение шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для которой составляет 1630А. Шины устанавливаем плашмя на изоляторы, расстояние между фазами составляет 0,4м.

Проверяем выбранные шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{246,79}}{91} = 1,7 \text{ (см}^2\text{)} \quad (45)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - вспомогательный коэффициент

Проверяем шины на динамическую прочность, находим длину пролета из условий что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (46)$$

где  $J$  – момент инерции (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение шины ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (47)$$

Принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем максимальное удельное усилие при трехфазном коротком замыкании в РУ 6 кВ

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22020^2}{0,4} = 209,9 \quad (\text{Н/м}) \quad (48)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток короткого замыкания в РУ 6 кВ (А).

$a$  - расстояние между шинами (м).

Определяем момент сопротивления шин по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (49)$$

Определяем наибольшее напряжение в материале шин при протекании ударного тока короткого замыкания:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 2,95 \quad (\text{МПа}) \quad (50)$$

Расчетное значение напряжения в материале шин не превышает 60% от разрушаемого значения для данного типа шин 60 МПа. Расчет считаем окончанным

### 11.8 Выбор изоляторов 6 кВ

В распределительных устройствах жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_H \geq U_{\text{сети}}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{PA3P} \cdot 0,6 \geq F_{PAC}$$

где  $F_{PA3P}$  – разрушающее усилие (Н).

$F_{PAC}$  - расчетное усилие (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах », при горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{PAC} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yD}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{PAC} = \sqrt{3} \cdot \frac{22020^2 \cdot 0,9}{0,4} \cdot 10^{-7} = 188,96$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-6 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 188,96$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах».

### **11.9 Выбор трансформатора собственных нужд**

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на шинах собственных нужд ПС «Нижний Куранах» с целью выбора номинальной мощности и типа трансформаторов собственных. Так как данная ПС имеет большое количество РУ различного номинального напряжения и подробный расчет потребителей собственных нужд является затруднительным. Исходя из вышесказанного расчет будет проводиться по упрощенной формуле с использованием показаний приборов учета установленных на существующих присоединениях 6 кВ ТСН-1, 2

Ввиду имеющихся показаний расчетных счетчиков электрической энергии, так же как и ранее определяем расчетную мощность потребителя электрической энергии, зная потребления энергии за интервал времени.

Рассмотрим на примере определение расчетной мощности ТСН-1 за интервал определенный интервал времени (рассматривается зимний период наибольших нагрузок для собственных нужд ПС «Нижний Куранах»)

$$P_{pCH} = \frac{2825,68}{24} = 117,73 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность определяется через коэффициент мощности:

$$Q_{pCH} = P_{pCH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = 117,73 \cdot 0,7 = 82,41 \text{ (кВАр)}$$

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

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{pCH}^2 + Q_{pCH}^2}}{n \cdot K_3} = \frac{\sqrt{117,73^2 + 82,41^2}}{32 \cdot K_3} = 102,21 \text{ (кВА)} \quad (51)$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор с ближайшей большей номинальной мощностью типа ТСЗ 160/6 номинальной мощностью 160 кВА. Трансформатор выполнен в сухом защищенном исполнении.

### **11.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ**

ОПН выполнены как одно колонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения провода и заземляющего провода, ограничители имеют специальную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и залиты полимерным компаундом.

Металло оксидные резисторы с нелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_H \geq U_{Hсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{НР}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{НР} \geq U_{НР.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 Кв ПС «Нижний Куранах».

### 11.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_H = 6$ кВ	$U_{Hсети} = 6$ кВ	$U_H \geq U_{Hсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{НР}$ (кВ)	3,81	3,64	$U_{НР} \geq U_{НР.сети}$

ОПН 6 проходит проверку в РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах».

## 12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ РУ 35 КВ «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

Для защиты РУ принимаем отдельно стоящие молниеотводы высотой 16 м, определяем основные параметры молниезащиты:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (52)$$

где  $h$  – высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 16 = 13,6$$

Определяем радиус зоны защиты молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 13,1 \quad (53)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне защищаемого объекта (выключателя 5 м) портала

$$r_x = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 5)}{(13,6 + 5)} = 6,6 \quad (54)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 5 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{36}{7} = 8,45 \quad (55)$$

$$h_{c24} = h_{\text{эф}} - \frac{L23}{7} = 13,6 - \frac{37}{7} = 8,31$$

Остальные пары молниеотводов аналогичны первым двум

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{8,45 - 5}{1 + \frac{5}{8,45}} = 3,47 \quad (56)$$

$$r_{cx24} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{8,31 - 5}{1 + \frac{5}{8,31}} = 3,31$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта 5м.

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Параметры зон молниезащиты РУ 35 кВ ПС «Нижний Куранах»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx(м)	rcx(м)
1 - 2	36	16	13,6	8,45	13,1	6,6	3,47
2 - 4	37	16	13,6	8,31	13,1	6,6	3,31
3 - 4	36	16	13,6	8,45	13,1	6,6	3,47
1 - 3	37	16	13,6	8,31	13,1	6,6	3,47

### 13 РАСЧЕТ ИСКУССТВЕННОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземления РУ 35 кВ ПС «Нижний Куранах» не должно превышать 0,5 Ом.

Определяем площадь территории с учетом выхода сети заземления за периметр ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (41 + 3) \cdot (42 + 3) = 1980 \text{ (м}^2\text{)} \quad (57)$$

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,03^2}{4} = 41,54 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (58)$$

где  $d$  - диаметр вертикальных электродов

Проверка сечения на термическую стойкость для данного РУ:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{5,18^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 0,33 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (59)$$

где -  $I_{кз}$  - ток короткого замыкания (кА)

$T$  - предельное время работы защиты для выключателя (сек)

$\beta$  - вспомогательный коэффициент.

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (60)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (61)$$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A + 3)}{l_{mn}} (B + 3) + \frac{(B + 3)}{l_{mn}} (A + 3) = \frac{(41 + 3)}{4} (36 + 3) + \frac{(42 + 3)}{4} (44,5 + 3) = 1384,5 \text{ (м)} \quad (62)$$



где  $l_{nn}$  - расстояние между полосами

Количество ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1384,5}{2 \cdot \sqrt{1980}} = 14,25 \quad (63)$$

Количество ячеек принимается целым (принимаем 15)

Длина стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1980}}{15} = 3,02 \text{ (м)} \quad (64)$$

Длина горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1980}(15 + 1) = 1395,1 \text{ (м)} \quad (65)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1980}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,59 \quad (66)$$

Количество электродов принимается целым (принимаем 13)

Определяем стационарное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{1980}} + \frac{1}{1395,1 + 2,0 \cdot 13} \right) = 0,401 \text{ (Ом)} \quad (67)$$

где  $l_e$  - длина вертикальных электродов

Определяем коэффициент импульсного сопротивления искусственного заземлителя

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1980}}{(21 + 320) \cdot (5,18 + 45)}} = 1,26 \quad (68)$$

Определяем импульсное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,401 \cdot 1,26 = 0,498 \text{ (Ом)} \quad (69)$$

Полученное значение сопротивления не превышает предельного значения.

## 14 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ РУ 6 кВ ПС «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

Для оценки надежности электропитания РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах» на рисунке 10 представлена однолинейная схема.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах 6 кВ. Рассмотрим вариант питания РУ стороны АТ-1,2.

Полное погашение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение АТ-1 и 2.. В нормальном режиме работы схемы выключатель в перемычке включен.

Данные параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 28.

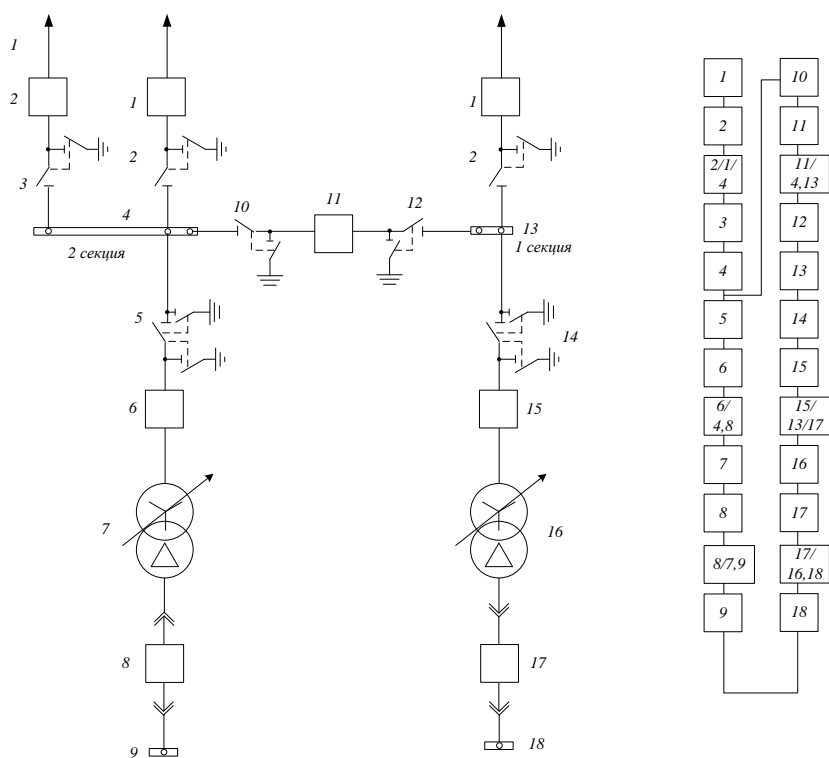


Рисунок 10 – Принципиальная однолинейная схема РУ 35 кВ и схема замещения.

Таблица 28 – Показатели надежности

	Элемент	$\lambda$ , 1/год	тв, ча- сов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	тпр, ча- сов.
1	ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
4,13	Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0
3,10,12,5,14,7,16	Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4
6,15	Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
7,16	Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
8,17	Выключатель 6 кВ	0,003	11	0,8	16
9,18	Шины 6 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для ВЛ вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{отвл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 4,07 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5}. \quad (70)$$

где  $T_{г}$  – число часов в году (час).

$l$  - длина ВЛ (км).

Модель отказа шин 35 кВ:

$$q_{ш35} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{отш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 6 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (71)$$

Модель отказа шин 6 кВ:

$$q_{ш6} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{отш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 12 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (72)$$

Модель отказа разъединителей 35 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{отр}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6}. \quad (73)$$

Модель отказа трансформаторов 35 кВ:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_\Gamma} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}. \quad (74)$$

Модель отказа выключателей 35 кВ:

$$q_{\text{в}} = \frac{\lambda_{\text{в}35} \cdot t_{\text{в}35}}{T_\Gamma} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}}. \quad (75)$$

где  $a_{\text{кз}}$  - частота отказа при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов  $a_{\text{кз}} = 0,005$ ;

$q_{\text{смеж}}$  - вероятность отказов смежного с выключателем элемента;

$a_{\text{он}}$  - относительная частота отказа выключателя при оперативных переключениях  $a_{\text{он}} = 0,003$ ;

$N_{\text{он}}$  - число переключений.

Для выключателя 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{\text{в}35} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 6 кВ.

$$q_{\text{в}10} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{прмак}} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (76)$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{прмак}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{II} = \sum \lambda_i \cdot t_{ei} + \frac{\lambda_{npmax} \cdot t_{np}}{T_{\Gamma}} = 0,0013. \quad (77)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{II}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{npmax}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)}. \quad (78)$$

Определяем параметры надежности системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вс}}^2 + \lambda_{np} \cdot t_{np} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вс}} + t_{np} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вс}} = 5,36 \cdot 10^{-3}. \quad (79)$$

Параметр поток отказов системы;

$$\lambda_{\text{ц}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вс}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot \lambda_{npmax} \cdot t_{np} = 0,012 \quad (80)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{II}}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (81)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ (лет)} \quad (82)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ (лет)} \quad (83)$$

Расчетное время безотказной работы имеет приемлемое значение следовательно расчет считаем окончанным.

## 15 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/6 КВ

### 15.1 Газовая защита.

В данном разделе рассматриваемая газовая защита устанавливается на Т1,2 (ТМН 6300/35) ПС «Нижний Куранах». Газовая защита предназначена для защиты трансформаторов от внутренних повреждений а так же от понижения уровня масла в трансформаторе. В реле имеется два контакта один из которых срабатывает при бурном газообразовании и протекании потока масла через реле. В таком случае реле срабатывает сразу на отключение трансформатора от сети. Для трансформаторов типа ТМН 6300/35/6 устанавливаемых на ПС Нижний Куранах принимаем к установке реле «Бухгольца»

### 15.2 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки Т1,2 ТМН 6300/35 с действием на сигнал определяется следующим образом:

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{омс}}{k_g} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 103,9 = 136,39 \text{ (А)} \quad (84)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки.

$k_g$  – коэффициент возврата реле

Ток срабатывания для реле Т1,2 (ТМН 6300/35):

$$I_{CPT1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 136,39}{(150/5)} = 7,87$$

### 15.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС «Нижний Куранах».

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ Т1,2 ТМН6300/35:

$$I_{CЗТ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 103,9 = 233,77 \text{ (А)} \quad (85)$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска;

$$k_q = \frac{I^{(3)}_{\kappa}}{I_{C3}} = \frac{5,71 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{233,77} = 5,8 \quad (86)$$

Ток срабатывания реле (Т1,2):

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 233,77}{(150/5)} = 13,49(\text{А})$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 16 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

Трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряжений и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы (витковые КЗ);
- 2) однофазные короткие замыкания на корпус трансформатора;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках трансформатора;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах трансформатора;
- 5) внутренние повреждения.

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку высоковольтных вставок - предохранителей 6 кВ.

Плавкие предохранители 6 кВ предназначены для автоматического отключения трансформатора при превышении значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств таких предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать оборудование при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при перегрузке. Поэтому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и других электроприемников.

На вновь вводимые трансформаторы устанавливаются плавкие вставки типа ПКТ-6, которые встраиваются в выключатели нагрузки для КТП.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 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.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 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, 2006. – 608 с.
- 7 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., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., переработанные и дополненные. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

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 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет нагрузок

Наименование ТП	№ фидера	Тип потреб-ля	Pрас (кВт)	Qрас (кВАр)	tg	Pртп (кВт)	Qртп (кВАр)	Sртп (кВАр)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	1	ЖКХ	241,7	193,36	0,8	617,3	493,84	790,53
	2	ЖКХ	15,4	12,32	0,8			0,00
	3	ЖКХ	301,6	241,28	0,8			0,00
	4	ЖКХ	58,6	46,88	0,8			0,00
56	1	Торгов-ля	56,7	48,195	0,85	65,58	49,971	82,45
	2	Бытовой	14,8	2,96	0,2			0,00
59П	1	Торгов-ля	77,5	65,875	0,85	92,44	68,863	115,27
	2	Бытовой	24,9	4,98	0,2			0,00
43	1	ЖКХ	128,6	102,88	0,8	407,06	305,992	509,24
	2	ЖКХ	245,7	196,56	0,8			0,00
	3	Бытовой	54,6	10,92	0,2			0,00
40	1	Бытовой	19,7	3,94	0,2	64,52	47,159	79,92
	2	Торгов-ля	52,7	44,795	0,85			0,00
41	1	Бытовой	16,7	3,34	0,2	52,5	10,5	53,54
	2	Бытовой	35,8	7,16	0,2			0,00
68	1	Торгов-ля	33,8	28,73	0,85	64,78	26,138	69,85
	2	Бытовой	44,5	8,9	0,2			0,00
8	1	Бытовой	68,9	13,78	0,2	116,7	23,34	119,01
	2	Бытовой	47,8	9,56	0,2			0,00
9	1	ЖКХ	16,8	13,44	0,8	105,9	84,72	135,62
	2	ЖКХ	28,9	23,12	0,8			0,00
	3	ЖКХ	44,5	35,6	0,8			0,00
	4	ЖКХ	15,7	12,56	0,8			0,00
42	1	Адми-нистра-тивный	8,9	3,56	0,4	63,7	25,48	68,61
	2	Адми-нистра-тивный	54,8	21,92	0,4			0,00
67	1	Торгов-ля	66,9	56,865	0,85	124,7	105,995	163,66
	2	Торгов-ля	57,8	49,13	0,85			0,00
45	1	Бытовой	66,8	13,36	0,2	66,8	13,36	68,12
36	1	ЖКХ	49,9	39,92	0,8	49,9	39,92	63,90
7	1	ЖКХ	88,9	71,12	0,8	194,92	152,444	247,45
	2	ЖКХ	100,2	80,16	0,8			0,00
	3	Бытовой	9,7	1,94	0,2			0,00
16	1	ЖКХ	215,6	172,48	0,8	436,26	339,792	552,98
	2	ЖКХ	189,5	151,6	0,8			0,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	3	ЖКХ	15,8	12,64	0,8			0,00
	4	Бытовой	25,6	5,12	0,2			0,00
1	1	ЖКХ	85,4	68,32	0,8	85,4	68,32	109,37
2	1	ЖКХ	98,7	78,96	0,8	98,7	78,96	126,40
58	1	Торговля	54,8	46,58	0,85	73,7	62,645	96,73
	2	Торговля	18,9	16,065	0,85			0,00
57	1	Торговля	12,3	10,455	0,85	150,4	127,84	197,39
	2	Торговля	68,5	58,225	0,85			0,00
	3	Торговля	69,6	59,16	0,85			0,00
5	1	ЖКХ	55,8	44,64	0,8	55,8	44,64	71,46
6	1	Торговля	16,8	14,28	0,85	104,7	88,995	137,41
	2	Торговля	87,9	74,715	0,85			0,00
61	1	Бытовой	12,5	2,5	0,2	148,58	35,488	152,76
	2	Бытовой	65,7	13,14	0,2			0,00
	3	Бытовой	61,5	12,3	0,2			0,00
	4	Торговля	14,8	12,58	0,85			0,00
27	1	ЖКХ	45,8	36,64	0,8	270,2	216,16	346,02
	2	ЖКХ	69,2	55,36	0,8			0,00
	3	ЖКХ	54,7	43,76	0,8			0,00
	4	ЖКХ	100,5	80,4	0,8			0,00
20	1	Торговля	125,5	106,68	0,85	147,1	125,035	193,06
	2	Торговля	21,6	18,36	0,85			0,00
38	1	Торговля	58,9	50,065	0,85	67	51,685	84,62
	2	Бытовой	13,5	2,7	0,2			0,00
4	1	Административный	58,9	23,56	0,4	204,5	81,8	220,25
	2	Административный	66,4	26,56	0,4			0,00
	3	Административный	79,2	31,68	0,4			0,00
23	1	Административный	25,8	10,32	0,4	144,38	50,936	153,10
	2	Административный	38,9	15,56	0,4			0,00
	3	Административный	45,6	18,24	0,4			0,00
	4	Бытовой	56,8	11,36	0,2			0,00
28	1	Бытовой	128,9	25,78	0,2	595,5	119,1	607,29

	2	3	4	5	6	7	8	9
	3	Бытовой	165,8	33,16	0,2			0,00
	4	Бытовой	120,3	24,06	0,2			0,00
19	1	Торговля	15,8	13,43	0,85	41,7	35,445	54,73
	2	Торговля	25,9	22,015	0,85			0,00
21	1	Бытовой	159,8	31,96	0,2	399,9	79,98	407,82
	2	Бытовой	150,4	30,08	0,2			0,00
	3	Бытовой	89,7	17,94	0,2			0,00
16	1	ЖКХ	115,3	92,24	0,8	412,78	324,176	524,86
	2	ЖКХ	98,5	78,8	0,8			0,00
	3	ЖКХ	78,4	62,72	0,8			0,00
	4	ЖКХ	110,5	88,4	0,8			0,00
	5	Бытовой	16,8	3,36	0,2			0,00
15	1	Бытовой	125,8	25,16	0,2	383,7	76,74	391,30
	2	Бытовой	115,7	23,14	0,2			0,00
	3	Бытовой	142,2	28,44	0,2			0,00
18	1	Бытовой	111,7	22,34	0,2	129,9	25,98	132,47
	2	Бытовой	18,2	3,64	0,2			0,00
22	1	Торговля	54,5	46,325	0,85	146,1	124,185	191,75
	2	Торговля	50,8	43,18	0,85			0,00
	3	Торговля	40,8	34,68	0,85			0,00
24	1	Административный	35,9	14,36	0,4	207,2	109,04	234,14
	2	Административный	80,8	32,32	0,4			0,00
	3	Административный	90,5	36,2	0,4			0,00
	4	Административный	65,4	26,16	0,4			0,00
25	1	Торговля	77,8	66,13	0,85	115,7	98,345	151,85
	2	Торговля	37,9	32,215	0,85			0,00
26	1	Бытовой	100,5	20,1	0,2	154,7	30,94	157,76
	2	Бытовой	54,2	10,84	0,2			0,00
28	1	Бытовой	59,5	11,9	0,2	67,48	18,683	70,02
	2	Торговля	13,3	11,305	0,85			0,00
35	1	Бытовой	33,5	6,7	0,2	33,5	6,7	34,16
66	1	Бытовой	44,8	8,96	0,2	96	19,2	97,90
	2	Бытовой	51,2	10,24	0,2			0,00
17	1	Административный	32,5	13	0,4	196,12	76,564	210,54

	2	3	4	5	6	7	8	9
	2	Административный	88,7	35,48	0,4			0,00
	3	Административный	65,5	26,2	0,4			0,00
	4	Бытовой	15,7	3,14	0,2			0,00
54	1	Торговля	24,8	21,08	0,85	24,8	21,08	32,55
60	1	Торговля	33,2	28,22	0,85	33,2	28,22	43,57
13	1	Бытовой	55,8	11,16	0,2	55,8	11,16	56,91
14	1	Бытовой	21,5	4,3	0,2	55	11	56,09
	2	Бытовой	33,5	6,7	0,2			0,00
11	1	ЖКХ	55,1	44,08	0,8	89,8	71,84	115,00
	2	ЖКХ	23,5	18,8	0,8			0,00
	3	ЖКХ	11,2	8,96	0,8			0,00
10	1	Административный	66,5	26,6	0,4	144,3	57,72	155,42
	2	Административный	77,8	31,12	0,4			0,00
62	1	Бытовой	22,3	4,46	0,2	81,3	16,26	82,91
	2	Бытовой	13,5	2,7	0,2			0,00
	3	Бытовой	45,5	9,1	0,2			0,00
37	1	Торговля	15,8	13,43	0,85	140,1	119,085	183,87
	2	Торговля	22,8	19,38	0,85			0,00
	3	Торговля	41,3	35,105	0,85			0,00
	4	Торговля	60,2	51,17	0,85			0,00

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расчет трансформаторов

Наименование КТП	Стреб	Сном	Кзфакт	N	Рртп (кВт)	Qртп (кВАр)	Сртп (кВАр)
					Сторона 0,4 кВ	Сторона 0,4 кВ	Сторона 0,4 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
44	527,02	630	0,63	2	617,3	493,84	790,53
56	91,61	100	0,82	1	65,58	49,971	82,45
59П	128,08	160	0,72	1	92,44	68,863	115,27
43	339,49	400	0,64	2	407,06	305,992	509,24
40	88,80	100	0,80	1	64,52	47,159	79,92
41	59,49	63	0,85	1	52,5	10,5	53,54
68	77,61	100	0,70	1	64,78	26,138	69,85
8	132,23	160	0,74	1	116,7	23,34	119,01
9	150,69	160	0,85	1	105,9	84,72	135,62
42	76,23	100	0,69	1	63,7	25,48	68,61
67	181,84	250	0,65	1	124,7	105,995	163,66
45	75,69	100	0,68	1	66,8	13,36	68,12
36	71,00	100	0,64	1	49,9	39,92	63,9
7	274,94	400	0,62	1	194,92	152,444	247,45
16	368,65	400	0,69	2	436,26	339,792	552,98
1	121,52	160	0,68	1	85,4	68,32	109,37
2	140,44	160	0,79	1	98,7	78,96	126,4
58	107,48	160	0,60	1	73,7	62,645	96,73
57	219,32	250	0,79	1	150,4	127,84	197,39
5	79,40	100	0,71	1	55,8	44,64	71,46
6	152,68	160	0,86	1	104,7	88,995	137,41
61	169,73	250	0,61	1	148,58	35,488	152,76
27	230,68	250	0,69	2	270,2	216,16	346,02
20	214,51	250	0,77	1	147,1	125,035	193,06
38	94,02	100	0,85	1	67	51,685	84,62
4	244,72	250	0,88	1	204,5	81,8	220,25
23	102,07	160	0,48	2	144,38	50,936	153,1
28	674,77	1000	0,61	1	595,5	119,1	607,29
19	60,81	100	0,55	1	41,7	35,445	54,73
1	2	3	4	5	6	7	8
21	453,13	630	0,65	1	399,9	79,98	407,82
16	583,18	630	0,83	1	412,78	324,176	524,86
1	2	3	4	5	6	7	8



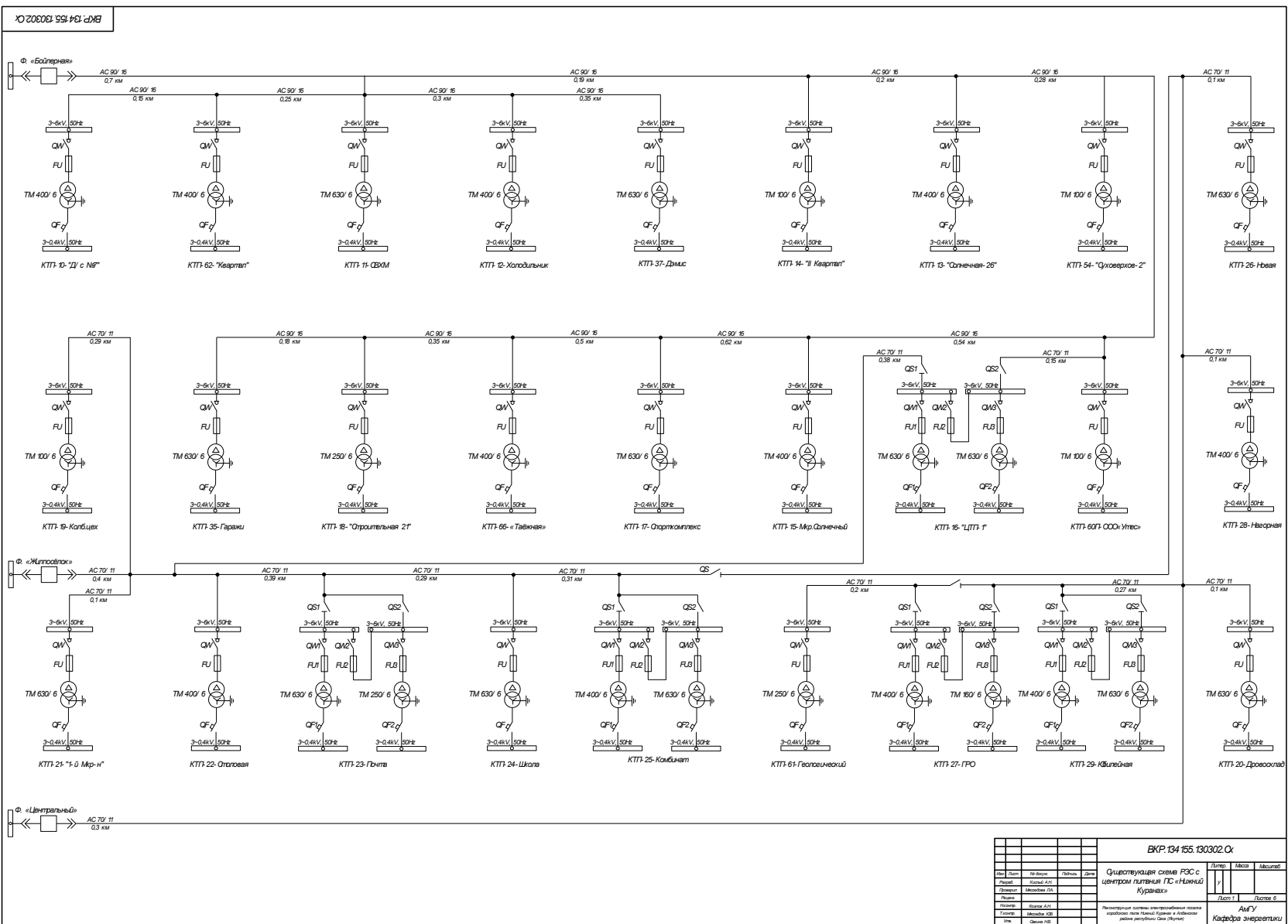
15	434,78	630	0,62	1	383,7	76,74	391,3
18	147,19	160	0,83	1	129,9	25,98	132,47
22	213,06	250	0,77	1	146,1	124,185	191,75
24	260,16	400	0,59	1	207,2	109,04	234,14
25	101,23	160	0,47	2	115,7	98,345	151,85
26	175,29	250	0,63	1	154,7	30,94	157,76
28	77,80	100	0,70	1	67,48	18,683	70,02
35	37,96	40	0,85	1	33,5	6,7	34,16
66	108,78	160	0,61	1	96	19,2	97,9
17	233,93	250	0,84	1	196,12	76,564	210,54
54	36,17	40	0,81	1	24,8	21,08	32,55
60	48,41	63	0,69	1	33,2	28,22	43,57
13	63,23	63	0,90	1	55,8	11,16	56,91
14	62,32	63	0,89	1	55	11	56,09
11	127,78	160	0,72	1	89,8	71,84	115
10	172,69	250	0,62	1	144,3	57,72	155,42
62	92,12	100	0,83	1	81,3	16,26	82,91
37	204,30	250	0,74	1	140,1	119,085	183,87

## ПРИЛОЖЕНИЕ В. Определение расчетных нагрузок

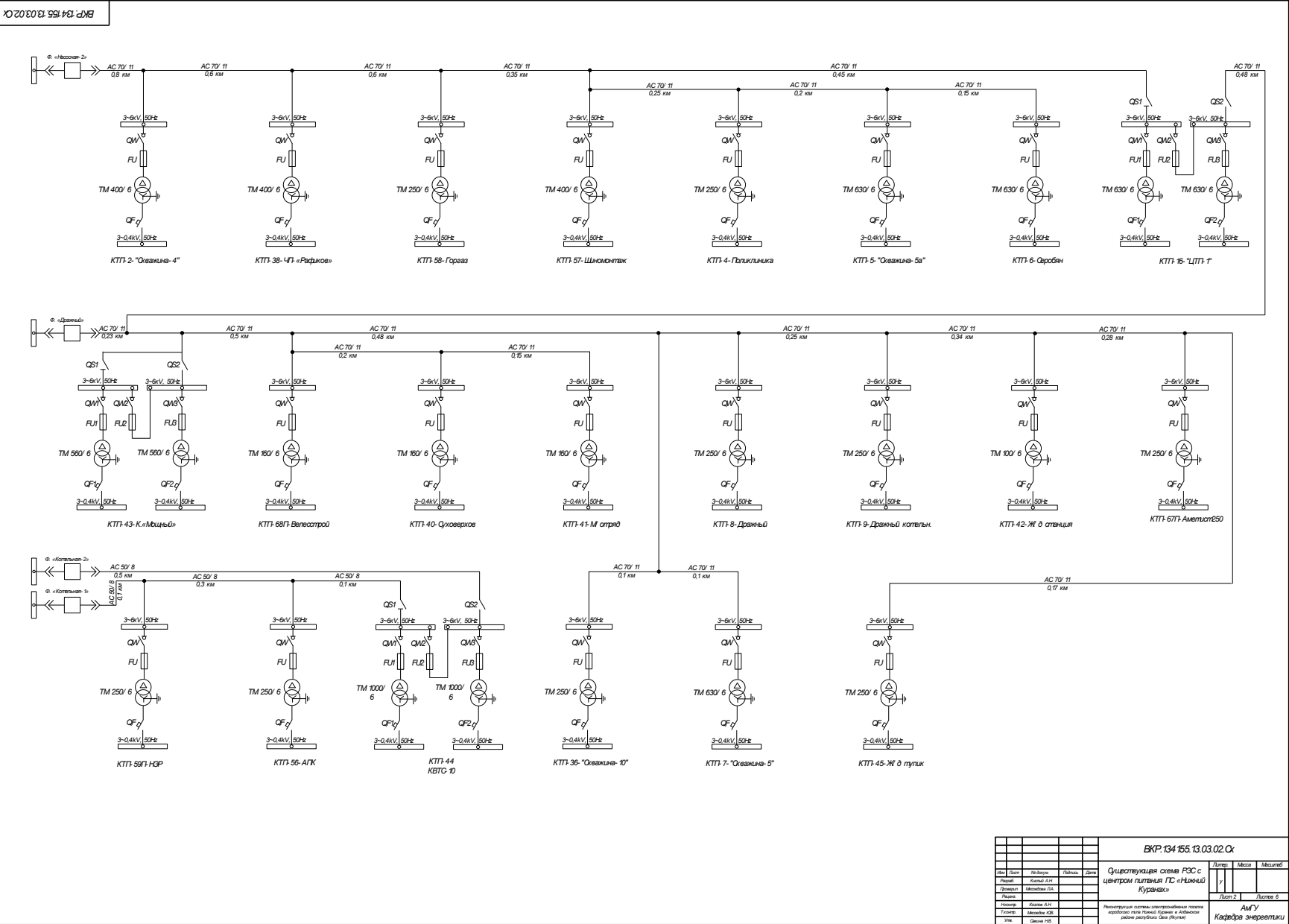
Наименование КТП	P <sub>x</sub> (кВт)	P <sub>k</sub> (кВт)	U <sub>k</sub> (%)	I <sub>x</sub> (%)	dP (кВт)	dQ (кВт)	dS (кВт)	Рртп (кВт)	Qртп (кВАр)	Sртп (кВАр)
								Сторона 6 кВ	Сторона 6 кВ	Сторона 6 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44	1,15	6,38	5,5	0,6	7,32	34,84	35,60	624,62	528,68	826,13
56	0,39	1,23	4,5	1,6	1,23	4,66	4,82	66,81	54,63	87,27
59П	0,55	2,13	4,5	1,5	1,66	6,14	6,36	94,10	75,00	121,63
43	1	3,83	4,5	0,8	5,10	20,99	21,60	412,16	326,98	530,84
40	0,39	1,23	4,5	1,6	1,18	4,47	4,63	65,70	51,63	84,55
41	0,27	1,02	4,5	2,5	1,01	3,62	3,76	53,51	14,12	57,30
68	0,39	1,23	4,5	1,6	0,99	3,80	3,92	65,77	29,93	73,77
8	0,55	2,13	4,5	1,5	1,73	6,38	6,61	118,43	29,72	125,62
9	0,55	2,13	4,5	1,5	2,08	7,57	7,85	107,98	92,29	143,47
42	0,39	1,23	4,5	1,6	0,97	3,72	3,84	64,67	29,20	72,45
67	0,7	2,72	4,5	1	1,87	7,32	7,56	126,57	113,32	171,22
45	0,39	1,23	4,5	1,6	0,96	3,69	3,81	67,76	17,05	71,93
36	0,39	1,23	4,5	1,6	0,89	3,44	3,55	50,79	43,36	67,45
7	1	3,83	4,5	0,8	2,47	10,09	10,39	197,39	162,53	257,84
16	1	3,83	4,5	0,8	5,66	23,60	24,27	441,92	363,39	577,25
1	0,55	2,13	4,5	1,5	1,55	5,76	5,97	86,95	74,08	115,34
2	0,55	2,13	4,5	1,5	1,88	6,89	7,15	100,58	85,85	133,55
58	0,55	2,13	4,5	1,5	1,33	5,03	5,20	75,03	67,68	101,93
57	0,7	2,72	4,5	1	2,40	9,51	9,81	152,80	137,35	207,20
5	0,39	1,23	4,5	1,6	1,02	3,90	4,03	56,82	48,54	75,49
6	0,55	2,13	4,5	1,5	2,12	7,71	8,00	106,82	96,71	145,41
61	0,7	2,72	4,5	1	1,72	6,70	6,92	150,30	42,19	159,68
27	0,7	2,72	4,5	1	4,01	15,78	16,28	274,21	231,94	362,30
20	0,7	2,72	4,5	1	2,32	9,21	9,50	149,42	134,24	202,56
38	0,39	1,23	4,5	1,6	1,27	4,82	4,99	68,27	56,51	89,61
4	0,7	2,72	4,5	1	2,81	11,23	11,58	207,31	93,03	231,83
23	0,55	2,13	4,5	1,5	2,08	8,10	8,36	146,46	59,03	161,46
28	1,55	8,59	5,5	0,5	4,72	25,28	25,72	600,22	144,38	633,01
19	0,39	1,23	4,5	1,6	0,76	2,95	3,04	42,46	38,39	57,77
21	1,15	6,38	5,5	0,6	3,82	18,30	18,69	403,72	98,28	426,51
16	1,15	6,38	5,5	0,6	5,58	27,83	28,38	418,36	352,01	553,24
15	1,15	6,38	5,5	0,6	3,61	17,15	17,52	387,31	93,89	408,82
18	0,55	2,13	4,5	1,5	2,01	7,34	7,61	131,91	33,32	140,08
22	0,7	2,72	4,5	1	2,30	9,12	9,40	148,40	133,30	201,15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24	1	3,83	4,5	0,8	2,31	9,37	9,65	209,51	118,41	243,79
25	0,55	2,13	4,5	1,5	2,06	8,04	8,30	117,76	106,39	160,15
26	0,7	2,72	4,5	1	1,78	6,98	7,20	156,48	37,92	164,96
28	0,39	1,23	4,5	1,6	0,99	3,81	3,93	68,47	22,49	73,95
35	0,22	0,65	4,5	3	0,69	2,51	2,61	34,19	9,21	36,77
66	0,55	2,13	4,5	1,5	1,35	5,10	5,27	97,35	24,30	103,17
17	0,7	2,72	4,5	1	2,63	10,48	10,80	198,75	87,04	221,34
54	0,22	0,65	4,5	3	0,65	2,39	2,48	25,45	23,47	35,03
60	0,27	1,02	4,5	2,5	0,76	2,93	3,03	33,96	31,15	46,60
13	0,27	1,02	4,5	2,5	1,10	3,89	4,04	56,90	15,05	60,95
14	0,27	1,02	4,5	2,5	1,08	3,82	3,97	56,08	14,82	60,06
11	0,55	2,13	4,5	1,5	1,65	6,12	6,34	91,45	77,96	121,34
10	0,7	2,72	4,5	1	1,75	6,85	7,07	146,05	64,57	162,49
62	0,39	1,23	4,5	1,6	1,24	4,69	4,85	82,54	20,95	87,76
37	0,7	2,72	4,5	1	2,17	8,59	8,86	142,27	127,67	192,73

Кураных»



Приложение Д Существоющая схема РЭС с центром питания ПС «Нижний Кураных»

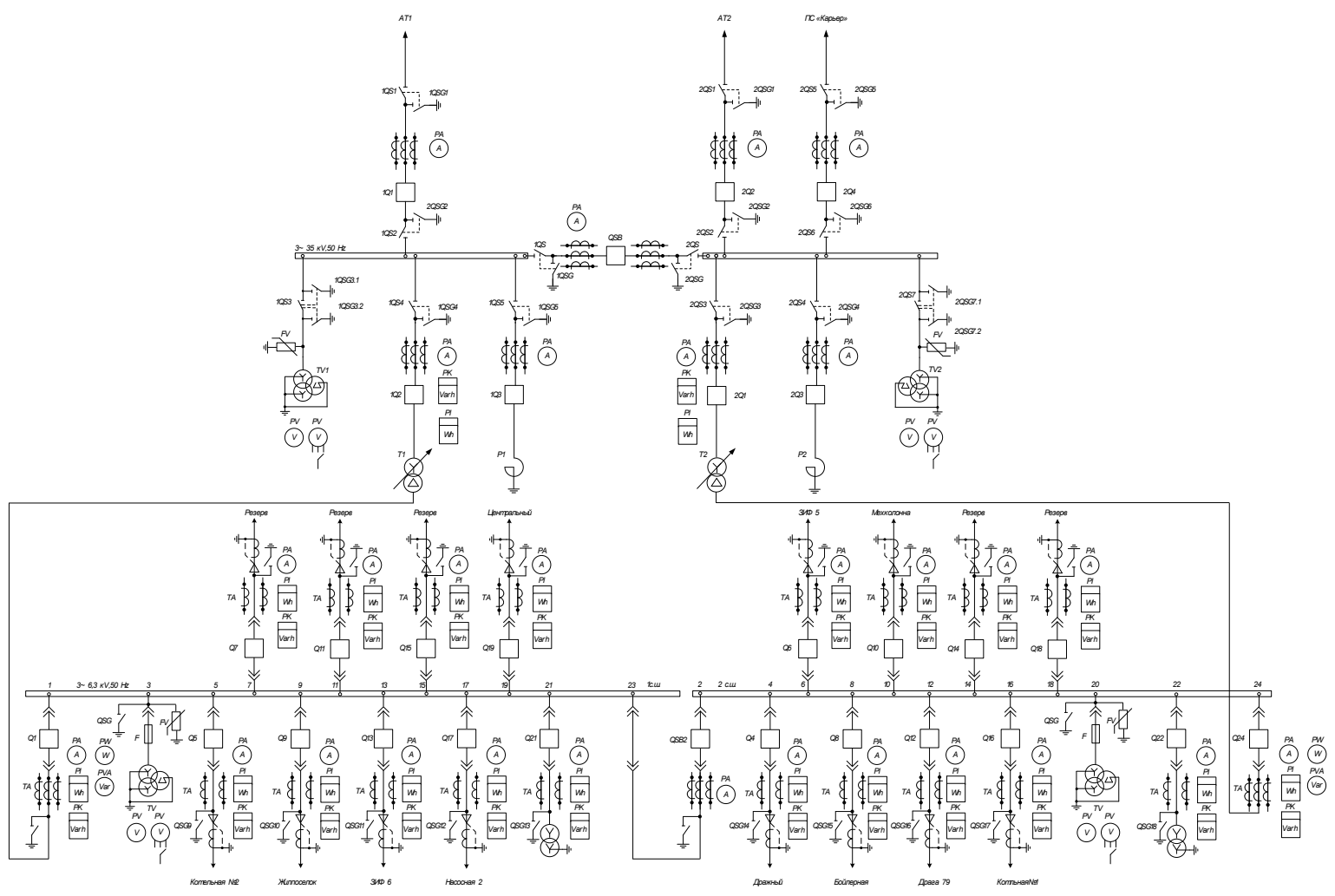


ВКР 134.155.13.03.02.0х			
Имя	Иван	Иванов	Иванов
Фамилия	Иванов	Иванов	Иванов
Город	Москва	Москва	Москва
Страна	Россия	Россия	Россия
Университет	МФТИ	МФТИ	МФТИ
Кафедра	Энергетики	Энергетики	Энергетики

Приложение Е Подробная однолинейная схема РУ 35 кВ, РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранак»

БКР.134.155.13.03.02.04

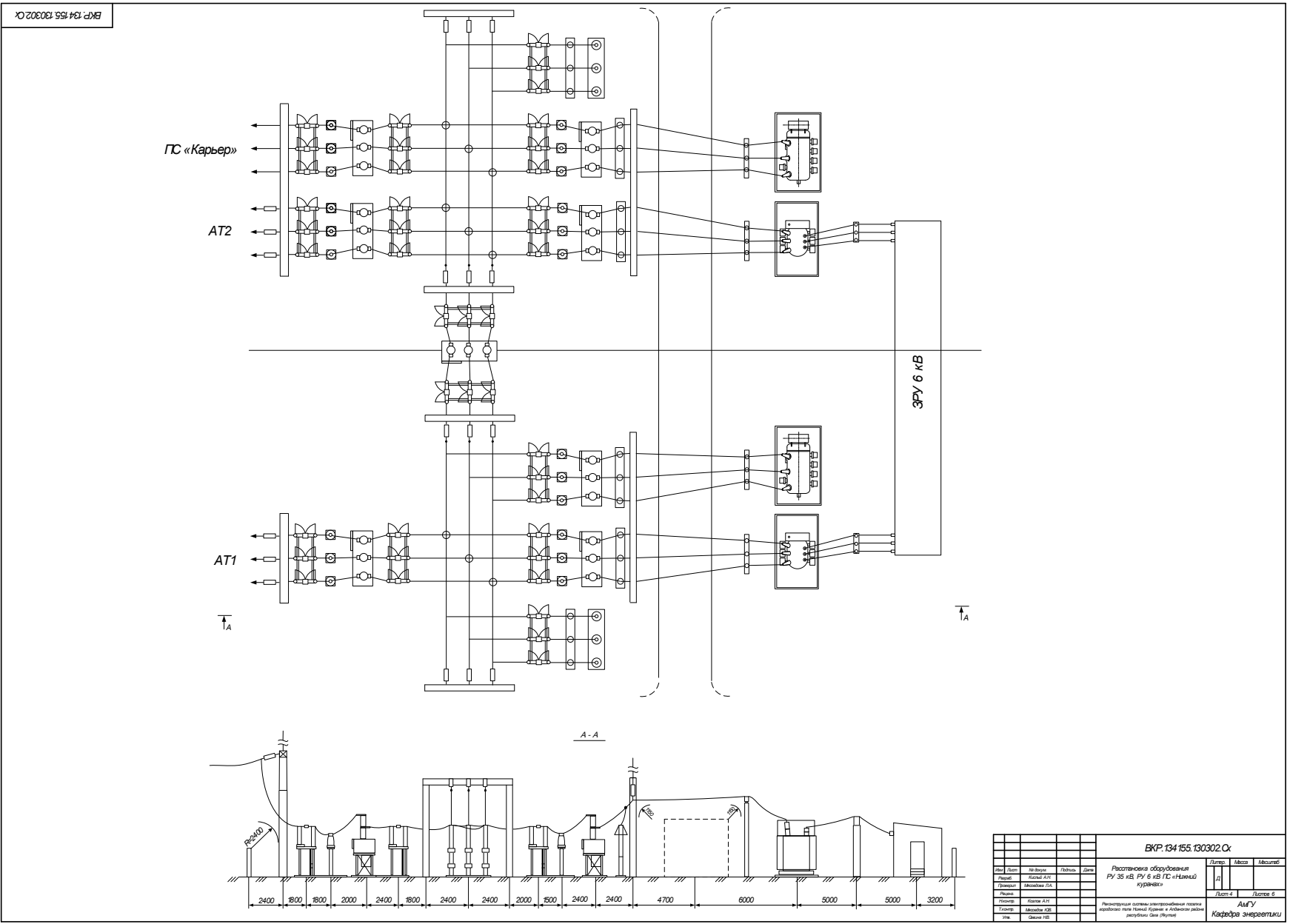
- Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
- Трансформатор тока ТСП-35-III
- Выключатель ВРЭС5
- Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
- Оборные шины АС-120/21
- Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
- Ограничитель перенапряжений ОПН-35-УХЛ1
- Трансформатор тока ТСП-35-III
- Трансформатор напряжения НАМИ 35 УХЛ1
- Выключатель ВРЭС5
- Шунтирующий реактор РТД-20
- Силовой трансформатор ТМН 6300/35/6

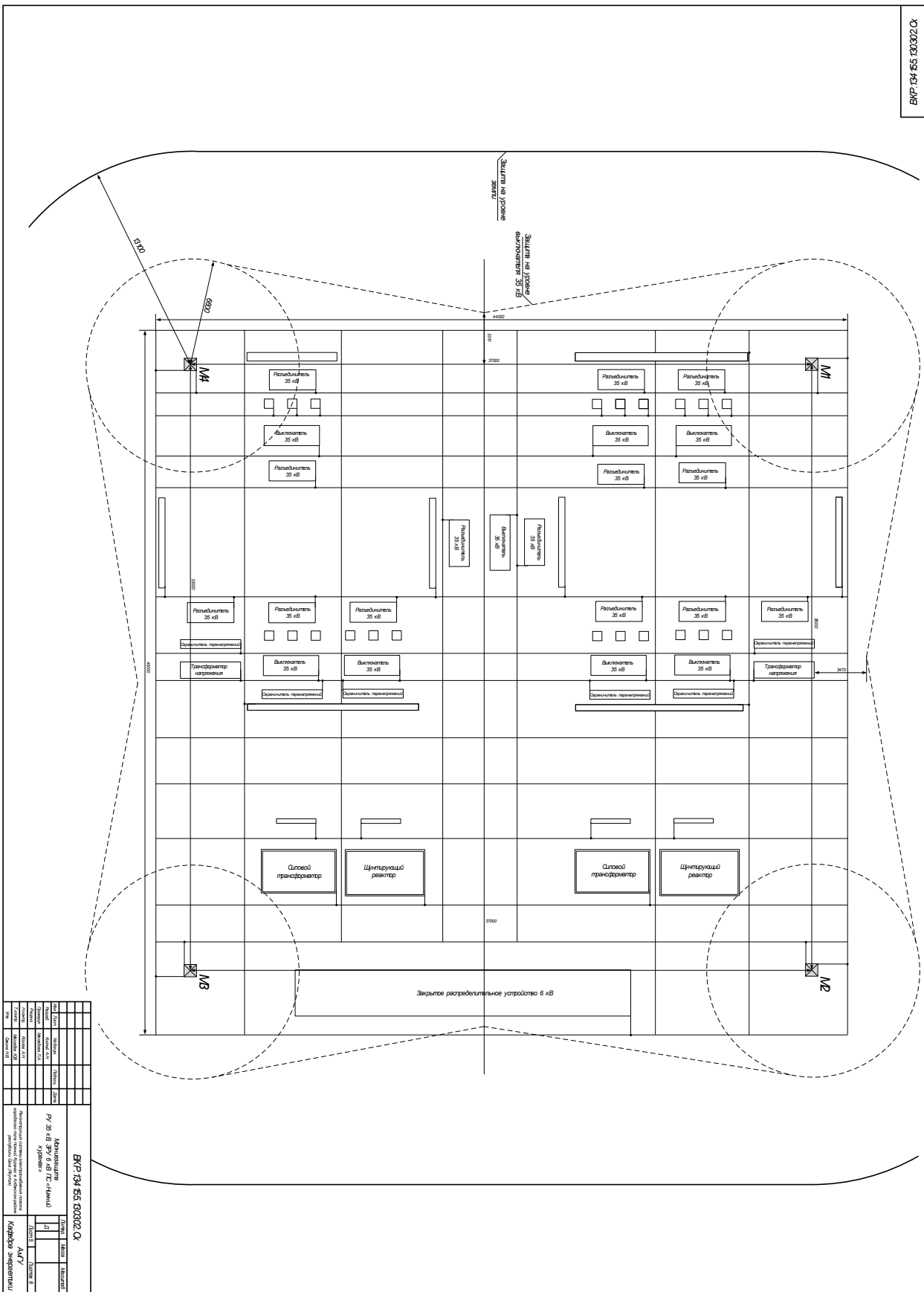


- Оборные шины 80x6
- ОПН-Ю УХЛ1
- Предохранитель ВРС-Ю-315-1600
- Выключатель ВРЭС-Ю-315-1600
- Трансформатор напряжения НАМИ 6 УХЛ1
- Трансформатор тока ТТК-6/1600
- Трансформатор ОН ТСЗ-160/6

БКР.134.155.13.03.02.04			
№ п/п	Исполн	Дата	Зам
1	Иванов	12.12.2011	
2	Петров	15.01.2012	
3	Сидоров	20.02.2012	
4	Смирнов	25.03.2012	
5	Иванов	30.04.2012	
6	Петров	05.05.2012	
7	Сидоров	10.06.2012	
8	Смирнов	15.07.2012	
9	Иванов	20.08.2012	
10	Петров	25.09.2012	
11	Сидоров	30.10.2012	
12	Смирнов	05.11.2012	
13	Иванов	10.12.2012	
14	Петров	15.01.2013	
15	Сидоров	20.02.2013	
16	Смирнов	25.03.2013	
17	Иванов	30.04.2013	
18	Петров	05.05.2013	
19	Сидоров	10.06.2013	
20	Смирнов	15.07.2013	
21	Иванов	20.08.2013	
22	Петров	25.09.2013	
23	Сидоров	30.10.2013	
24	Смирнов	05.11.2013	
25	Иванов	10.12.2013	
26	Петров	15.01.2014	
27	Сидоров	20.02.2014	
28	Смирнов	25.03.2014	
29	Иванов	30.04.2014	
30	Петров	05.05.2014	
31	Сидоров	10.06.2014	
32	Смирнов	15.07.2014	
33	Иванов	20.08.2014	
34	Петров	25.09.2014	
35	Сидоров	30.10.2014	
36	Смирнов	05.11.2014	
37	Иванов	10.12.2014	
38	Петров	15.01.2015	
39	Сидоров	20.02.2015	
40	Смирнов	25.03.2015	
41	Иванов	30.04.2015	
42	Петров	05.05.2015	
43	Сидоров	10.06.2015	
44	Смирнов	15.07.2015	
45	Иванов	20.08.2015	
46	Петров	25.09.2015	
47	Сидоров	30.10.2015	
48	Смирнов	05.11.2015	
49	Иванов	10.12.2015	
50	Петров	15.01.2016	
51	Сидоров	20.02.2016	
52	Смирнов	25.03.2016	
53	Иванов	30.04.2016	
54	Петров	05.05.2016	
55	Сидоров	10.06.2016	
56	Смирнов	15.07.2016	
57	Иванов	20.08.2016	
58	Петров	25.09.2016	
59	Сидоров	30.10.2016	
60	Смирнов	05.11.2016	
61	Иванов	10.12.2016	
62	Петров	15.01.2017	
63	Сидоров	20.02.2017	
64	Смирнов	25.03.2017	
65	Иванов	30.04.2017	
66	Петров	05.05.2017	
67	Сидоров	10.06.2017	
68	Смирнов	15.07.2017	
69	Иванов	20.08.2017	
70	Петров	25.09.2017	
71	Сидоров	30.10.2017	
72	Смирнов	05.11.2017	
73	Иванов	10.12.2017	
74	Петров	15.01.2018	
75	Сидоров	20.02.2018	
76	Смирнов	25.03.2018	
77	Иванов	30.04.2018	
78	Петров	05.05.2018	
79	Сидоров	10.06.2018	
80	Смирнов	15.07.2018	
81	Иванов	20.08.2018	
82	Петров	25.09.2018	
83	Сидоров	30.10.2018	
84	Смирнов	05.11.2018	
85	Иванов	10.12.2018	
86	Петров	15.01.2019	
87	Сидоров	20.02.2019	
88	Смирнов	25.03.2019	
89	Иванов	30.04.2019	
90	Петров	05.05.2019	
91	Сидоров	10.06.2019	
92	Смирнов	15.07.2019	
93	Иванов	20.08.2019	
94	Петров	25.09.2019	
95	Сидоров	30.10.2019	
96	Смирнов	05.11.2019	
97	Иванов	10.12.2019	
98	Петров	15.01.2020	
99	Сидоров	20.02.2020	
100	Смирнов	25.03.2020	

Приложение Ж Расстановка оборудования РУ 35 кВ, РУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»





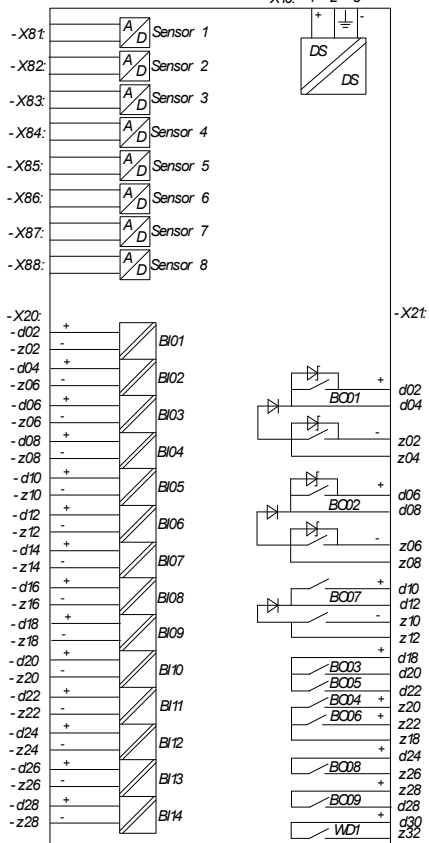
# Приложение 3 Молниезащита РУ 35 кВ, ЗРУ 6 кВ ПС «Нижний Куранах»

Куранах»

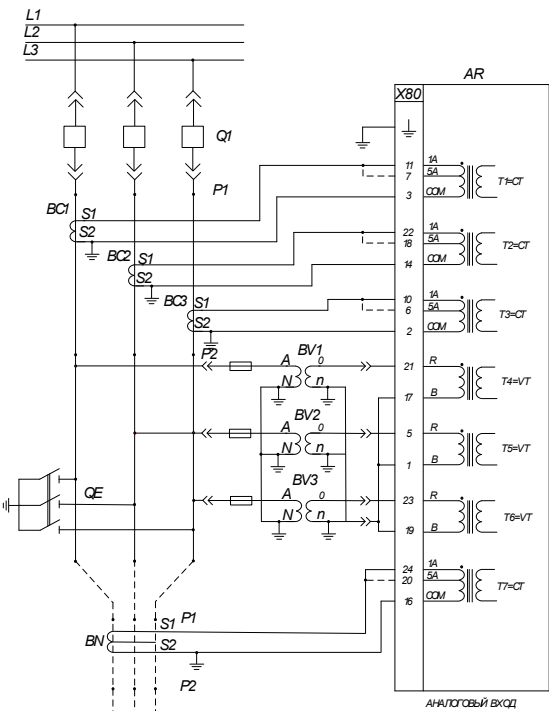
БКР-134-55-130302-01				
№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Линия электропередачи	км	1,2	
2	Установка	шт.	1	
3	Установка	шт.	1	
4	Установка	шт.	1	
5	Установка	шт.	1	
6	Установка	шт.	1	
7	Установка	шт.	1	
8	Установка	шт.	1	
9	Установка	шт.	1	
10	Установка	шт.	1	
11	Установка	шт.	1	
12	Установка	шт.	1	
13	Установка	шт.	1	
14	Установка	шт.	1	
15	Установка	шт.	1	
16	Установка	шт.	1	
17	Установка	шт.	1	
18	Установка	шт.	1	
19	Установка	шт.	1	
20	Установка	шт.	1	
21	Установка	шт.	1	
22	Установка	шт.	1	
23	Установка	шт.	1	
24	Установка	шт.	1	
25	Установка	шт.	1	
26	Установка	шт.	1	
27	Установка	шт.	1	
28	Установка	шт.	1	
29	Установка	шт.	1	
30	Установка	шт.	1	
31	Установка	шт.	1	
32	Установка	шт.	1	
33	Установка	шт.	1	
34	Установка	шт.	1	
35	Установка	шт.	1	
36	Установка	шт.	1	
37	Установка	шт.	1	
38	Установка	шт.	1	
39	Установка	шт.	1	
40	Установка	шт.	1	
41	Установка	шт.	1	
42	Установка	шт.	1	
43	Установка	шт.	1	
44	Установка	шт.	1	
45	Установка	шт.	1	
46	Установка	шт.	1	
47	Установка	шт.	1	
48	Установка	шт.	1	
49	Установка	шт.	1	
50	Установка	шт.	1	



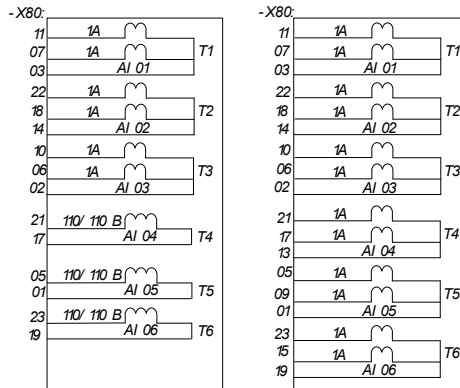
REF 542plus с полупроводниковой двоиной платой входов/ выходов  
-X10: 1 2 3



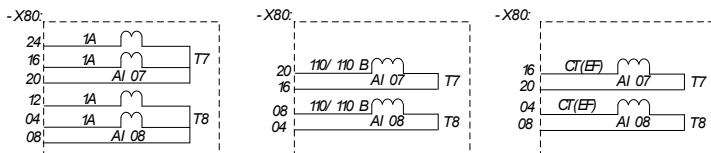
Типовое подключение фидера 6 кВ



Соединение аналогового входа с трансформатором



Соединение аналогового входа с трансформатором



ВКР.134.155.130302.01					Лист	Место	Масштаб
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	1		
Состав.	Состав.	Состав.	Состав.	Состав.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			
Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.	Линейн.			

Схема защиты отходящего фидера 6 кВ ПС «Нижний Куравак»

Лист 6

Листов 6

АИГУ

Кафедра энергетики