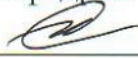


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 30 » 08 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Реконструкция системы электроснабжения западной части села
Среднебелая в Ивановском районе Амурской области

Исполнитель
студент группы 442-об4


28.08.18
подпись, дата

С.А. Ананьев

Руководитель
доцент


29.08.18
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант:
Безопасность и
экологичность
Доцент, канд. техн наук


29.08.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль


29.08.18
подпись, дата

А.Г. Ротачева


Благовещенск 2018 г.

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


« 21 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ананьева Сергея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план села, однолинейная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов


4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок села, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схеме ширковской ТЭС, схеме ВВЭС, ориентированной на схему ПС, ориентированной на с.л. КТН, таблицы отключающих линий, РЗ РУ В-10 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность
А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 88 страниц, 74 формулы, 2 рисунка, 23 таблицы, 31 источник.

ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОПОРА, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

Цель работы - реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области.

Проведена реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области. Произведен расчет нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей района. Осуществлен выбор мощности, количества и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях, оптимального количества линий, произведен расчет и замена существующих ВЛ 0,4 - 10 кВ выполненных неизолированным проводом на изолированный провод (СИП).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
2 Анализ схемы	11
3 Расчет Электрических нагрузок	15
4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций	20
4.1 Компенсация реактивной мощности	21
5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	23
6 Проектирование высоковольтного электроснабжения поселка	28
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	29
6.2 Выбор схемы и сечений питающих линий	30
7 Расчет токов короткого замыкания	32
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	33
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	37
8 Выбор оборудования	41
8.1 Выбор и проверка выключателей	41
8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	43
8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	47
8.4 Выбор ячеек КРУ	48
9 Выбор и проверка аппаратуры	51
9.1 Выбор предохранителей	51
9.2 Выбор автоматических выключателей	55
9.3 Выбор разъединителей	56
10 Громозащита подстанции сети 10/0,4 кВ	59
10.1 Расчет контура заземления ТП	59
10.2 Выбор и проверка ОПН	62
11 Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения	65
11.1 Перечень защит	65
11.2 Перечень защит	66

11.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ	68
11.4 Релейная защита ввода	69
11.5 Автоматика	70
11.6 Расчет емкостных токов замыкания на землю	72
12 Безопасность и экологичность проекта	74
12.1 Меры безопасности при работе на высоте	74
12.2 Экологичность	79
12.3 Чрезвычайные ситуации	82
Заключение	85
Библиографический список	86
Приложение А	
Приложение Б	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматически повторное включение

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройства

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ПС – подстанция

РП – распределительный пункт

РУ – распределительно устройство

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день населенные пункты охвачены воздушными линиями. В связи с создавшимся положением в стране расширения производственных потребителей не происходит, но постоянно растет потребление электроэнергии на нужды потребителей, службы быта и непосредственно в домах. Поэтому появляется необходимость в расширении линий. Новое строительство больше заменяется реконструкцией.

При реконструкции должны широко внедряться мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей.

Актуальность данной работы заключается в том, что благодаря строительству в селе Березовка кирпичного завода и образованию новых рабочих мест, возможен рост численности населения в селе Среднебелая за счет территориальной близости и наличия доступного жилья.

В настоящем проекте проводится реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области. Необходимость реконструкции возникла в результате увеличения оснащенности бытовой техникой на одного человека. В результате действующие линии не выдерживают всю нагрузку коммунально-бытовых потребителей.

В бакалаврской работе производится замена перегруженных трансформаторов более мощными, замена деревянных опор на железобетонные, так как степень износа довольно велика, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные провода СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала, населения и животных.

Цель реконструкции:

Замена деревянных опор на ж/бетонные, замена провода на изолированный, повышение качества электроэнергии, повышение безопасности работ, упрощение проведения ремонтов, возможная реализация программы по воздействию на потребителей неплательщиков по производственному и частному секторам.

В работе предполагается принять следующие электротехнические решения.

Расчетные электрические нагрузки определены по данным энергетического обследования потребителей. Нагрузка на вводе в многоквартирный жилой дом принята равной 10 кВт [8].

Выбор марок и сечений изолированных проводов по линии 10 кВ производится с учетом климатических условий, роста нагрузок и исходя из нормативных отклонений напряжения у потребителя.

В сетях 0,4 кВ, выбранные провода должны быть проверены по допустимому отклонению напряжения и срабатывания защиты при однофазных и двухфазных коротких замыканиях.

К установке на ВЛ рекомендуется принять железобетонные опоры марки ПТ. Марка бетона М400, класс прочности В30, морозостойкость F=150, водонепроницаемость W = 4. Опоры должны устанавливаться в пробуренные котлованы.

Реконструкция ВЛ 10 кВ, 0,4 кВ не имеет объектов и сооружений со сложной и не освоенной технологией и не требует применения специальной техники и приспособлений.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Село Среднебелая расположено к северу от районного центра Ивановского района - села Ивановка. В двух километрах юго - восточнее села проходит автодорога областного значения Благовещенск - Белогорск. Расстояние до Ивановки (через Березовку) 41 км.

Через село проходит линия ЗабЖД Благовещенск - Белогорск.

Село Среднебелая находится в 80 километрах от города Благовещенска - административного центра Амурской области. Численность населения села Среднебелая по данным на 25.03.18 г. составляет около 3640 человек.

По численности населения села подразделяются на группы:

- малые города и поселки (численность населения до 50 тыс. чел.);
- крупные сельские поселения (численность населения свыше 5 тыс. чел.);
- большие сельские поселения (численность населения от 1 тыс. до 5 тыс. чел.);
- средние сельские поселения (численность населения от 200 человек до 1 тыс. чел.);
- малые сельские поселения (численность населения менее 200 чел.).

Итак, село Среднебелая относится к большому сельскому поселению.

Все потребители села, по характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки представляют собой потребителей селитебных зон.

В селитебной зоне размещаются жилые районы, общественные здания и сооружения.

По надежности все потребители делятся на три группы.

К первой категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушению важных элементов городского хозяйства, нанести значительный ущерб народному хозяйству.

В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты, эвакуационное и аварийное освещение домов высотой более 17 этажей. К 1 категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности, работы которых зависит жизнь больных.

Ко второй категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей.

ТП, обслуживающие дома в пять этажей с электропищеприготовлением относятся ко второй категории, а также электроприемники детских садов и школ.

К третьей категории относятся электроприемники не указанные в первой и второй категориях.

В части села подлежащей реконструкции находятся потребители второй и третьей категории.

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ

Анализ схемы проведем для всех ТП.

Определим расчетную электрическую нагрузку. При смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий, нагрузка определяется по формуле

$$P_p = P_{\max} + \sum_{i=1}^n P_{зди} \cdot K_{yi}, \quad (1)$$

где P_{\max} - наибольшая нагрузка здания из числа питаемых зданий, кВт;

$P_{зди}$ - расчетная нагрузка зданий питаемых, кВт;

K_y - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Реактивная расчетная нагрузка

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Полная расчетная нагрузка

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (3)$$

Тогда, фактический коэффициент загрузки трансформатора найдем по формуле

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N), \quad (4)$$

где $S_{нтр}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

N - количество трансформаторов.

Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнительная таблица установленной и расчетной мощности

Номер ТП	Номинальная мощность ТП, кВА	Расчетная нагрузка ТП, кВА	$K_{зф}$
14-18	160	146,6	0,9
14-22	2*630	133,2	0,1
14-8	630	233,6	0,4
14-33	400	62	0,15
14-29	630	148,1	0,2
14-44	250	126	0,5
14-50	630	126,4	0,2
14-1	250	71,4	0,3
14-3	250	85,2	0,34

Итак, из таблицы хорошо видно, как загружена каждая ТП и на основании этого уже можно сделать выводы о целесообразности их реконструкции. ТП, питающие потребителей третьей категории, должны иметь коэффициент загрузки трансформатора 0,9 – 0,95, а ТП, питающие потребителей второй категории, - 0,7 – 0,8.

Проверим загрузку проводов. Рассмотрим магистральный провод сечением 35 мм², от которого получают питание 20 многоквартирных домов.

Расчетная мощность равна:

$$S_p = 165,47 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{165,47}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 238 \text{ А.} \quad (5)$$

Таблица 2 - Марки установленных проводов и их характеристики

№ ТП	Марка провода	S_p , кВА	I_p , А	$I_{доп}$, А
14-18	АС – 35	67,9	98	175
	АС – 35	78,6	113	175
14-22	А – 50	38,6	55	215
	А – 50	2,31	3	215
	А – 50	92,4	133	215
14-8	А – 25	72,1	104	136
	АС – 35	101,4	146	175
	А – 25	62	89	136
14-33	СИП 2А	38,2	55	195
	СИП 2А	23,7	34	195
14-29	АС – 50	76,5	110	210
	АС – 50	20,3	29	210
	А – 25	104,1	150	136
14-44	АС – 35	126,2	182	175
	АС – 25	99,2	143	142
	А – 35	92	132	170
14-50	А – 35	40,8	58	170
	А – 35	16,1	23	170
	А – 35	102	147	170
14-1	А – 35	56,1	80	170
	А – 35	15,3	22	170
14-3	А – 35	36,5	52	170
	А – 35	48,7	70	170

Допустимый ток для провода марки А сечением 25 мм² равен 136 А, реально по проводу протекает 150 А, что не соответствует условию (расчетный ток линии не должен превышать длительно допустимый ток проводника).

Итак, из-за перегрузки проводов и трансформатора надежность электроснабжения крайне низка.

По внешнему виду опор можно сказать, что срок службы давно истек.

Все деревянные опоры необходимо заменить.

Из выше изложенного можно сделать вывод о необходимости реконструкции системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области.

В западной части села находится восемь однострансформаторных подстанций и одна двухтрансформаторная подстанция. Питание осуществляется от ПС Среднебелая 110/35/10, на которой установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА.

В административном отношении реконструируемые ВЛ 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ проходят по населенной местности села Среднебелая.

При реконструкции предусматривается:

- строительные-монтажные работы по замене деревянных опор на ж/бетонные на участках ВЛ 10 кВ; 0,4 кВ путем установки ж/б опор параллельно существующих;

- замена физически изношенного и устаревшего голого провода сечением 25 и 35 мм² на изолированный СИП 2А на участках ВЛ 0,4 кВ, замена провода сечением 50 и 70 мм² на СИП 3 на участках ВЛ 10 кВ;

- замена трансформаторов в ТП, коэффициент загрузки которых не соответствует норме, что говорит о перегруженности или недогруженности трансформаторов.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

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

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

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = P \cdot n \cdot \kappa_o, \text{кВт} \quad (6)$$

где P - активная мощность одного дома, кВт/дом;

n - количество домов, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma} = Q_{ж.д.} \cdot n \cdot \kappa_o, \text{квар.} \quad (7)$$

Так, для жилого дома имеющего сто квартир расчетная нагрузка определяется

$$P_{\Sigma} = 1 \cdot 100 \cdot 0,25 = 25 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\Sigma} = 1 \cdot 30 \cdot 0,25 = 7,5 \text{ квар.}$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии [табл. 2.2.1.,РД]. удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

Например, расчетная нагрузка клуба детского творчества на 200 человек определяется:

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot n \quad (8)$$

$$P_{зд.} = 23 \text{ кВт}$$

$$Q = P_{зд.} \cdot tg \varphi. \quad (9)$$

$$Q = 5,75 \text{ квар.}$$

где n - количество мест (учащихся) на которое рассчитан клуб детского творчества,

$P_{зд.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка клуба.

В таблице 3 представлен фонд зданий жилого и коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа, их характеристики (количество, этажность), а также расчетная активная и реактивная нагрузки.

Таблица 3 - Экспликация зданий и сооружений

Объекты	Расчетная единица	tgφ	Ррзд, кВт	Qрзд, квар
1	2	3	4	5
1 этаж одноквартирные дома ул. Северная, пер. Степной	25	0,2	83,3	16,7
1 этаж одноквартирные дома пер. Луговой	3	0,2	12,4	2,5
1 этаж двухквартирные дома пер. Луговой	5	0,2	44	8,8
2 этажа ЖКХ ул. Герки Рулева	15 раб. мест	0,25	37,5	9,38
Гаражи ул. Герки Рулева	1	0,29	2	1,16
1 этаж двухквартирные дома ул. Амурская	3	0,2	15	3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
4 этаж многоквартирный дом ул. Амурская	64 карты	0,29	39	11,3
4 этаж многоквартирный дом ул. Амурская	64 квартиры	0,29	35,08	10,17
Встроенный продовольственный магазин ул. Амурская	100 м ²	0,75	15	11,3
Встроенный непродовольственный магазин ул. Амурская	100 м ²	0,43	8,4	3,61
Одноэтажные одноквартирные дома ул. Амурская	1	0,2	2,5	0,45
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Амурская	10	0,2	50	10
Продовольственный магазин ул. Амурская	58 м ²	0,75	8,7	6,53
Непродовольственные магазины (3) ул. Амурская	50 м ²	0,75	7,50	5,63
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Герки Рулева	19	0,2	95	19
Сельская администрация ул. Герки Рулева	147 м ²	0,57	7,14	4,07
Продовольственный магазин ул. Лазо	50 м ²	0,75	6,25	4,69
Детский сад ул. Герки Рулева	200 мест	0,25	82,80	20,7
Одноэтажные одноквартирные дома ул. Лазо	17	0,2	38,25	7,65

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Лазо	5	0,2	22,5	4,5
Пятиэтажный многоквартирный дом ул. Амурская	100 квартир	0,2	25	7,5
Клуб детского творчества ул. Амурская	200	0,25	23	5,75
Пятиэтажный многоквартирный дом (2) ул. Амурская	200 квартир	0,2	75	15
Четырехэтажный многоквартирный дом ул. Лазо	64 квартиры	0,29	19,49	5,65
Гаражи ул. Лазо	50	0,29	100	29
Одноэтажные одноквартирные дома ул. Северная	3	0,2	6,75	1,35
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Заводская	26	0,2	117	23,4
Одноэтажные одноквартирные дома ул. Трудовая	1	0,2	2,25	0,45
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Партизанская, ул. Трудовая	19	0,2	95	19
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Партизанская, ул. Трудовая, ул. Заводская	18	0,2	90	18
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Восточная	8	0,2	40	8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Одноэтажные одноквартирные дома ул. Индустриальная	1	0,2	2,25	0,45
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Индустриальная	3	0,2	13,5	2,7
Больница ул. Индустриальная	150	0,2	16,25	3,25
Одноэтажные двухквартирные дома ул. маршала Жукова	11	0,2	55	11
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Индустриальная	3	0,2	15	3
Одноэтажные двухквартирные дома ул. Чкалова	21	0,2	83,5	16,7

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В таблицу 4 сведены электрические нагрузки по каждой ТП в соответствии, с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{p.тр} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (10)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (0,7 - 0,9);

N - количество трансформаторов.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Коэффициент загрузки	n × S _{тр} , кВА
1	2	3	4	5	6
14-18	143,7	28,7	146,6	0,9	1 × 160
14-22	128,6	35	133,2	0,83	1 × 160
14-8	218,3	83,2	233,6	0,9	1 × 250
14-33	60,5	13,3	62	0,78	2 × 40
14-29	194,5	50	200,7	0,8	1 × 250
14-44	123,8	24,8	126,2	0,8	1 × 160
14-50	120	38,3	126	0,8	1 × 160
14-1	70	14	71,4	0,7	1 × 100
14-3	83,5	16,7	85,2	0,85	1 × 100

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

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N) \leq K_3. \quad (11)$$

Таблица 5 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5
ТМ - 250/10	0,65	3,25	4,5	2
ТМ - 160/10	0,46	2,45	4,5	2,1
ТМ - 100/10	0,32	1,75	4,5	2,3
ТМ - 40/10	0,1	0,6	4,5	2,4

4.1 Компенсации реактивной мощности на ТП

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ. В соответствии с инструкцией компенсация реактивной мощности для потребителей не предусматривается.

Фактический $\text{tg} \varphi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условия $\text{tg} \varphi > 0,4$ для сети 6 - 20 кВ получающей питание от подстанции с высшим напряжением 110 кВ.

Таблица 6 - Данные для расчета компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	P, кВт	Q, квар	$tq\varphi$
1	2	3	4
14-18	143,7	28,7	0,2
14-22	128,6	35	0,27
14-8	218,3	83,2	0,38
14-33	60,5	13,3	0,22
14-29	194,5	50	0,26
14-44	123,8	24,8	0,2
14-50	120	38,3	0,32
14-1	70	14	0,2
14-3	83,5	16,7	0,2

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 кВ

Выбираем необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетная нагрузка линий до 1 кВ жилых домов определяется:

$$P_{p.l} = P_{\max} + \sum_{i=1}^n P_{зdi} \cdot K_{yi} \quad (12)$$

где P_{\max} - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

$P_{зdi}$ - расчетная нагрузка зданий питаемых по линии, кВт;

K_y - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (13)$$

где S_p - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий.

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

Согласно ГОСТ 32144-2013, нормальное допустимое значение отклонения напряжения 10 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (14)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, В;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной зоне территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться, как правило, кабельными. В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными. На воздушных линиях электропередачи 0,38 - 10 кВ примем железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются одной организацией, то подвеска проводов 0,38 кВ и 10 кВ осуществляется на одних опорах.

Кабельные линии прокладываются непосредственно в земле, в траншеях. Примем кабель марки АПВВг. Кабель с алюминиевой жилой, изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из поливинилхлоридного пластиката и с продольной герметизацией водоблокирующими лентами. Срок службы не менее 30 лет.

Выбор сечений осуществляется по формуле (13). Расчет приведен в приложении, результаты сведены в таблицу.

Таблица 7 - Сечение провода на напряжение 0,38 кВ

№ ТП	Номер линии	Длина линии, км	Нагрузка линии, кВА	Ток линии, А	Сечение провода, А
1	2	3	4	5	6
14-18	1	1,3	67,9	98	3×16+ 1×25
	2	0,7	78,65	113	3×25+ 1×35
14-22	1	0,08	38,7	55	3×16+ 1×25
	2	0,12	2,31	3	3×16+ 1×25
	3	0,12	92,4	133	3×35+ 1×50
14-8	1	1	72,1	104	3×25+ 1×35
	2	1	101,4	146	3×35+ 1×50
	3	0,86	62	89	3×16+ 1×25
14-33	1	0,12	38,2	55	3×16+ 1×25
	2	0,21	23,7	34	3×16+ 1×25
14-29	1	0,12	76,5	110	3×25+ 1×35
	2	0,12	20,3	29	3×16+ 1×25
	3	0,25	104,1	150	3×50+ 1×70
14-44	1	1,64	126,2	182	3×50+ 1×70
	2	1,36	99,2	143	3×35+ 1×50
	3	0,84	92	132	3×35+ 1×50
14-50	1	0,36	40,8	58	3×16+ 1×25
	2	0,52	16,1	23	3×16+ 1×25
	3	0,52	102	147	3×35+ 1×50
14-1	1	0,92	56,1	80	3×16+ 1×25
	2	0,3	15,3	22	3×16+ 1×25
14-3	1	0,6	36,5	52	3×16+ 1×25
	2	1	85,2	122	3×25+ 1×35

Выбранные сечения провода и кабеля необходимо проверить по потере напряжения.

Рассмотрим на примере ТП 14-44, линия первая. На этой линии принят к установке провод СИП 2А сечением 3×50+1×70. Найдем отклонение напряжения по формуле (14).

$$\Delta U = \frac{191,74 \cdot 1,64 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,98 + 0,0799 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 9,22 \text{ \%}.$$

Отклонение напряжения близко к допустимому. Исходя из того, что возможен рост нагрузки, примем СИП 2А сечением 3×70+1×70, тогда потеря напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{191,74 \cdot 1,64 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,443 \cdot 0,98 + 0,0785 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 6,45 \text{ \%}.$$

Подробный расчет приведен в приложении. Результаты проверки и измененные сечения приведены в таблицу 6.

Таблица 8 - Потеря напряжения

№ ТП	Номер линии	Длина линии, км	Потеря напряжения, %	Принятое сечение провода
1	2	3	4	5
14-18	1	1,3	7,29	3×25+ 1×35
	2	0,7	4,55	3×25+ 1×35
14-22	1	0,08	0,4	3×16+ 1×25
	2	0,12	0,03	3×16+ 1×25
	3	0,12	0,66	3×35+ 1×50
14-8	1	1	5,82	3×25+ 1×35
	2	1	5,62	3×35+ 1×50
	3	0,86	6,99	3×16+ 1×25
14-33	1	0,12	0,6	3×16+ 1×25
	2	0,21	0,65	3×16+ 1×25
14-29	1	0,12	0,76	3×25+ 1×35
	2	0,12	0,31	3×16+ 1×25

	3	0,25	1,15	$3 \times 50 + 1 \times 70$
14-44	1	1,64	6,45	$3 \times 70 + 1 \times 70$
	2	1,36	6,01	$3 \times 50 + 1 \times 70$
	3	0,84	4,63	$3 \times 35 + 1 \times 50$
14-50	1	0,36	1,93	$3 \times 16 + 1 \times 25$
	2	0,52	1,1	$3 \times 16 + 1 \times 25$
	3	0,52	3,10	$3 \times 35 + 1 \times 50$
14-1	1	0,92	6,77	$3 \times 16 + 1 \times 25$
	2	0,3	0,6	$3 \times 16 + 1 \times 25$
14-3	1	0,6	2,87	$3 \times 16 + 1 \times 25$
	2	1	4,02	$3 \times 25 + 1 \times 35$

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА

Для питания городской (сельской) распределительной сети общего пользования используются питающие сети 10 кВ.

Распределительную сеть 10 кВ поселка также планируется частично реконструировать. Это связано с изменением требований, предъявляемых к надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей, в частности жилых многоквартирных домов. В связи с изменением категоричности большинства потребителей, необходимо пересмотреть существующую схему распределительной сети 10 кВ и спроектировать более совершенную схему.

Другая причина реконструкции обусловлена сложностью самой распределительной сети. Усложнение ее происходило постепенно по мере строительства поселка, расширения его границ.

Из-за большой протяженности магистрального фидера и несоответствия его пропускной способности передаваемой мощности, в часы вечернего максимума даже в центральной части поселка у потребителей наблюдается чрезмерное снижение уровня напряжения в однофазной сети, а в удаленных районах посадка напряжения еще более значительна.

Наряду с изложенными причинами, необходимость реконструкции сети 10 кВ подтверждает тот факт, что большинство линий этой сети выполнено воздушным путем на деревянных опорах, которые находятся в аварийном состоянии и нуждаются в замене. Поэтому новую сеть целесообразно разрабатывать с переходом на железобетонные опоры СВ-105-5 с навеской самонесущего изолированного провода СИП-3. СИП по сравнению с неизолированным проводом АС обладает более высокой надежностью, безопасностью и характеризуются более длительным сроком службы.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \left(\frac{S_{\Sigma TP}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 \cdot \Delta P_K, \quad (15)$$

где ΔP_X – активные потери холостого хода, справочная величина, кВт [10];

ΔP_K – активные потери короткого замыкания, справочная величина, кВт [10];

$S_{\Sigma TP}$ - суммарная нагрузка ТП, кВА (табл. 4);

$S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{U_{k\%} \cdot S_{\Sigma TP}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} + \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}, \quad (16)$$

Нагрузка ТП на шинах ВН:

$$S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(P_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2} \quad (17)$$

Для примера определим нагрузку, приведенную к высокой стороне ТП 14 - 18.

$$\Delta P_{Т14-18} = 0,46 + \left(\frac{146,6}{160} \right)^2 \cdot 2,45 = 2,52 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Т1} = \frac{4,5 \cdot 146,6^2}{100 \cdot 160} + \frac{2,1 \cdot 160}{100} = 9,4 \text{ квар.}$$

Нагрузка ТП 14 - 18 на шинах ВН:

$$S_{ТП14-18(10кВ)} = \sqrt{(143,7 + 2 \cdot 2,52)^2 + (28,7 + 2 \cdot 9,4)^2} = 14 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Электрическая нагрузка на стороне ВН ТП

№ ТП и РП	$P_{\Sigma(0,4 \text{ кВ})}$, кВт	$Q_{\Sigma(0,4 \text{ кВ})}$, квар	$S_{\Sigma(0,4 \text{ кВ})}$, кВА	S_{mp} , кВА	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$S_{ТП(10 \text{ кВ})}$, кВА
14-18	143,7	28,7	146,6	1 × 160	2,52	9,41	14
14-22	128,6	35	133,2	1 × 160	2,16	8,35	13,6
14-8	218,3	83,2	233,6	1 × 250	3,5	14,8	18,4
14-33	60,5	13,3	62	2 × 40	0,46	4,1	9,1
14-29	194,5	50	200,7	1 × 250	2,75	12,25	16,6
14-44	123,8	24,8	126,2	1 × 160	1,98	7,84	12,97
14-50	120	38,3	126	1 × 160	1,98	7,83	13,34
14-1	70	14	71,4	1 × 100	1,21	4,59	9,78
14-3	83,5	16,7	85,2	1 × 100	1,59	5,57	10,7

6.2 Выбор схемы и сечений питающих линий

Питающие сети 10 кВ используются для питания сельской распределительной сети общего пользования. Простая и надежная схема с оптимальными технико-экономическими показателями – это петлевая схема.

Произведем выбор сечений линий 10 кВ.

Выбор производится аналогично выбору сечений линий 0,4 кВ. По условиям нагрева сечение провода не должно быть менее 35 мм².

Реконструкция линии производится по фидеру №27.

Ниже приведен пример расчета сечения СИП-3 для Ф1. Результаты расчета сечений для остальных фидеров сведены в таблицу 10.

$$\begin{aligned}
 P_{p.\Phi 1} &= P_{mn14-18} + P_{mn14-22} + P_{mn14-8} + P_{mn14-33} + P_{mn14-29} + P_{mn14-44} + P_{mn14-50} + \\
 &+ P_{mn14-1} + P_{mn14-3} = 66,6 + 37,5 + 68,45 + 37,5 + 75 + 123,75 + 40 + 55 + 35,8 = \\
 &= 539,98 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{p.\Phi 1} &= Q_{mn14-18} + Q_{mn14-22} + Q_{mn14-8} + Q_{mn14-33} + Q_{mn14-29} + Q_{mn14-44} + Q_{mn14-50} + \\
 &+ Q_{mn14-1} + Q_{mn14-3} = 13,32 + 9,38 + 22,6 + 7,5 + 15 + 24,75 + 8 + 11 + 7,16 = \\
 &= 118,71 \text{ квар};
 \end{aligned}$$

$$I_{p.\phi 1} = \frac{\sqrt{539,98^2 + 118,71^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,8 \text{ А.}$$

К замене принимается СИП 3 сечением 1x35 мм², подвешиваемый в три провода.

$$I_{н.р} \leq 1,35 \cdot I'_{дл.доп};$$

$$31,8 \leq 1,35 \cdot 200 \text{ А.}$$

Таблица 10 – Выбор проводов 10 кВ

Фидер	L _{уч.} , км	I _{н.р.} , А	I _{дл.доп.} , А	Сечение	Марка
1	2	3	4	5	6
1	3,54	31,8	200	1*35	СИП 3
2	3,54	23	200	1*35	СИП 3
3	3,54	26	200	1*35	СИП 3

Как было сказано выше, в качестве питающих линий будет применен СИП-3 10 кВ. Применение таких изолированных проводов позволяет уменьшить трудозатраты по выполнению нормативных требований к устройству заземлений, что особенно важно при реконструкции существующих низковольтных сетей, выполненных на железобетонных опорах. Ведь в этом случае нет необходимости специально заземлять подвесную линейно-цепную арматуру, что упрощает монтаж и уменьшает стоимость проекта.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора коммутационного оборудования и проверки его на динамическую и термическую стойкость к действию токов короткого замыкания, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики необходимо произвести расчет токов КЗ [29]. Причем, нужно рассчитать токи КЗ отдельно для высоковольтной и низковольтной сети.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет

$$I_{П0} = \frac{E''_{\text{ЭК}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X''_R + R''_R}} \quad (18)$$

Ударный ток в месте КЗ определится как:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{уд} \quad (19)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, который можно определить в общем случае как:

$$K_{уд} = (1 + e^{-0,01/T}). \quad (20)$$

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным.

Для определения сопротивления системы необходимо знать ток короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ ПС Биракан. Таким образом, сопротивление системы определится как:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (21)$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{П0}$) без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (22)$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{U_{\text{срнн}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (23)$$

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Ток КЗ рассчитывается в характерных точках, т.е. в точках, где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

Расчет тока КЗ произведен:

- 1) на шинах 10 кВ ПС Среднебелая;
- 2) от ПС до ТП 14-18;
- 3) от ТП 14-18 до ТП 14-29;
- 4) от ТП 14-29 до ТП 14-3.

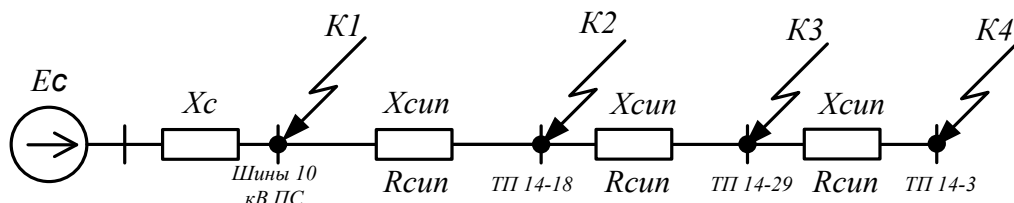


Рисунок 1 – Схема замещения участка 10 кВ

Приближённое сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (24)$$

где I_c – ток на шинах подстанции, кА; примем равным 8,6 кА.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Длины линий:

- длина линии от ПС до ТП 14-18: $L_{ТП14-18} = 6,89 \text{ км.}$,

- длина линии ТП 14-18 – ТП 14-29: $L_{ТП14-29} = 0,78 \text{ км.}$,

- длина линии ТП 14-18 – ТП 14-3: $L_{ТП14-3} = 1 \text{ км.}$,

Удельные сопротивления линий от ПС до ТП 14-3:

СИП 3 1x35 мм:

$$x_0 = 0,312 \text{ Ом/км, } r_0 = 0,986 \text{ Ом/км}$$

Активные и индуктивные сопротивления линий:

$$X_{ПС-ТП14-18} = L_{ПС-ТП14-18} \cdot x_0 = 6,89 \cdot 0,299 = 2,06 \text{ Ом;}$$

$$X_{ТП14-18-ТП14-29} = L_{ТП14-29} \cdot x_0 = 0,78 \cdot 0,312 = 0,243 \text{ Ом;}$$

$$X_{ТП14-29-ТП14-3} = L_{ТП14-3} \cdot x_0 = 1 \cdot 0,312 = 0,312$$

$$R_{ПС-ТП14-18} = 6,794 \text{ Ом;}$$

$$R_{ТП14-18-ТП14-29} = 0,769 \text{ Ом;}$$

$$R_{ТП14-29-ТП14-3} = 0,986 \text{ Ом.}$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек

КЗ:

$$X_{\Sigma ТП14-18} = X_c + X_{ПС-ТП14-18} = 0,192 + 2,06 = 2,252 \text{ Ом;}$$

$$R_{\Sigma ТП14-18} = R_{ПС-ТП14-18} = 6,794 \text{ Ом;}$$

$$X_{\Sigma ТП14-29} = X_{\Sigma ТП14-18} + X_{ТП14-18-ТП14-29} = 2,252 + 0,243 = 2,495 \text{ Ом ;}$$

$$R_{\Sigma ТП14-29} = R_{\Sigma ТП14-18} + R_{ТП14-18-ТП14-29} = 6,794 + 0,769 = 7,563 \text{ Ом ;}$$

$$X_{\Sigma ТП14-3} = X_{\Sigma ТП14-29} + X_{ТП14-29-ТП14-3} = 2,495 + 0,312 = 2,807 \text{ Ом ;}$$

$$R_{\Sigma\Pi\Pi14-3} = R_{\Sigma\Pi\Pi14-29} + R_{\Pi\Pi14-29-\Pi\Pi14-3} = 7,563 + 0,986 = 8,549 \text{ Ом} ;$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{\Pi O.K1}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot X_C} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,7} = 8,66 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi O.K2}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\Pi\Pi14-18}^2 + X_{\Sigma\Pi\Pi14-18}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,794^2 + 2,252^2}} = 0,85 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi O.K3}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\Pi\Pi14-29}^2 + X_{\Sigma\Pi\Pi14-29}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,495^2 + 7,563^2}} = 0,76 \text{ кА.}$$

$$I_{\Pi O.K4}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\Pi\Pi14-3}^2 + X_{\Sigma\Pi\Pi14-3}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,807^2 + 8,549^2}} = 0,67 \text{ кА.}$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_{aK1} = 0,03 \text{ с}$$

$$T_{aK2} = \frac{X_{\Sigma\Pi\Pi14-18}}{\omega \cdot R_{\Sigma\Pi\Pi14-18}} = \frac{2,252}{314 \cdot 6,794} = 0,001 \text{ с};$$

$$T_{aK3} = \frac{X_{\Sigma\Pi\Pi14-29}}{\omega \cdot R_{\Sigma\Pi\Pi14-29}} = \frac{2,495}{314 \cdot 7,563} = 0,001 \text{ с.}$$

$$T_{aK4} = \frac{X_{\Sigma\Pi\Pi14-3}}{\omega \cdot R_{\Sigma\Pi\Pi14-3}} = \frac{2,807}{314 \cdot 8,549} = 0,001 \text{ с.}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$\lambda_{K1} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK1}}} = e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 0,717 ;$$

$$\lambda_{K2} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK2}}} = e^{\frac{-0,01}{0,001}} = 0,000045 ;$$

$$\lambda_{K3} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK2}}} = e^{\frac{-0,01}{0,001}} = 0,000045 ;$$

$$\lambda_{K4} = e^{\frac{-0.01}{T_{ak2}}} = e^{\frac{-0.01}{0,001}} = 0,000045$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{удK1} = (1 + \lambda_{K1}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО.K1}^{(3)} = 1,717 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,66 = 21 \text{ кА}$$

$$i_{удK2} = (1 + \lambda_{K2}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО.K2}^{(3)} = 1,000045 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,85 = 1,202 \text{ кА}$$

$$i_{удK3} = (1 + \lambda_{K3}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО.K3}^{(3)} = 1,000045 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,76 = 1,07 \text{ кА.}$$

$$i_{удK4} = (1 + \lambda_{K4}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО.K4}^{(3)} = 1,000045 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,67 = 0,95 \text{ кА.}$$

Затем рассчитывается двухфазный ток короткого замыкания, он необходим при выборе средств релейной защиты и автоматики.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \tag{25}$$

$$I_{ПО.K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ПО.K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21 = 18,2 \text{ кА}$$

$$I_{ПО.K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,85 = 0,74 \text{ кА}$$

$$I_{ПО.K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,76 = 0,66 \text{ кА.}$$

$$I_{ПО.K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,67 = 0,58 \text{ кА.}$$

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
K1	8,66	18,2	0,03	1,717	21
K2	0,85	0,74	0,001	0,000045	1,202
K3	0,76	0,66	0,001	0,000045	1,07
K4	0,67	0,58	0,001	0,000045	0,95

Рассчитанные значения токов трехфазного и двухфазного КЗ используются для выбора устройств РЗА.

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;

- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;

- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки [30].

Произведен расчет токов КЗ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, при чём сопротивления принимаем в мОм.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 14-18 и ток однофазного КЗ на самом дальнем ВРУ питающегося от ТП 14-3.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (26)$$

где $I_{кз}$ – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП 14-18.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 8,66 \cdot 10500} = 1 \text{ мОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения.

Для ТП с трансформаторами ТМ-160/10:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{ТНОМ}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 2,45}{160^2} = 15,3 \text{ мОм}. \quad (27)$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{160} = 45,0 \text{ мОм}. \quad (28)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{45^2 - 15,3^2} = 42,31 \text{ мОм}. \quad (29)$$

Переходное сопротивление принимаем $R_{ПЕР} = 15 \text{ мОм}$. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов $R_{ав} = 0,41 \text{ мОм}$, реактивное сопротивление $X_{ав} = 0,13 \text{ мОм}$

Для шин принимаем сопротивления: $X_{ШТП} = 0,06 \text{ мОм}$, $R_{ШТП} = 0,1 \text{ мОм}$.

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1СУМ} = X_C + X_T + X_{ШТП} + X_{ав} = 1 + 42,31 + 0,06 + 0,13 = 43,5 \text{ мОм}.$$

$$R_{1СУМ} = R_T + R_{ШТП} + R_{ПЕР} + R_{ав} = 15,3 + 0,1 + 15 + 0,41 = 30,81 \text{ мОм}.$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП14-18}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1СУМ} + X_{1СУМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{43,5^2 + 30,81^2}} = 4,33 \text{ кА}.$$

$$T_{a_{ТП14-18}} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{43,5}{314 \cdot 30,81} = 0,0045 \text{ с}$$

$$\lambda_{ТП14-18} = e^{\frac{-0,01}{T_{ТП14-18}}} = e^{\frac{-0,01}{0,0045}} = 0,108$$

Ударный ток определяется по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot (1 + \lambda_{ТП1}) \cdot I_T^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,108 \cdot 4,33 = 6,8 \text{ кА.}$$

Далее определяется ток однофазного КЗ.

Сопротивления прямой последовательности схемы замещения для ТП 14-3:

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 0,67 \cdot 10500} = 13,13 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформаторов на ТП 14-3 мощностью 250 кВА:

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 3,25}{250^2} = 8,32 \text{ мОм.}$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{250} = 28,8 \text{ мОм.}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{28,8^2 - 8,32^2} = 27,57 \text{ мОм.}$$

Определим сопротивление СИП от ТП 14-3 до ввода одного из жилых домов по ул. Чкалова. СИП имеет сечение 25 мм², удельное активное сопротивление 1,54 Ом/км, удельное реактивное сопротивление 0,0827 Ом/км, длина ветви ориентировочно 440 м.

$$X_{СИП2} = 0,44 \cdot 0,0827 = 36,4 \text{ мОм;}$$

$$R_{СИП2} = 0,44 \cdot 1,54 = 677,6 \text{ мОм.}$$

Остальные параметры схемы замещения такие же.

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{14-3-\text{жс}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{77,1^2 + 685,92^2}} = 1 \text{ кА.}$$

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ 10 КВ

8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном дистанционном или автоматическом управлении.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (30)$$

где $U_{ан.уст}$ – номинальное напряжение аппарата, В;

$U_{уст ном}$ – номинальное напряжение установки, В.

При выборе по номинальному току необходимо соблюдать условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном}, \quad (31)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения, А.

Для большинства аппаратов должно выполняться условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{мах}, \quad (32)$$

где $i_{мах}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата, А.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{нО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (33)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с.

Определим номинальные значения токов проходящих через выключатель:

$$I_{ном} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1184,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34,21 \text{ А.} \quad (34)$$

Выбираются вакуумные выключатели на стороне 10 кВ.

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/1000-У3.

$$8,6 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя по формуле:

$$B_K = 8,6^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,03) = 92,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \text{ кА}^2\text{с.} \quad (35)$$

$$B_{К.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном \text{ откл}} \quad (36)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 = 12,73 \text{ кА}$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 45 \%$;

$I_{ном \text{ откл}}$ – номинальный ток отключения, кА.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \quad (37)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,6 = 12,16 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL -10-20/1000-У3		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 34,21 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,6 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 92,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{a.ном} = 12,73 \text{ кА}$	$i_{ат} = 12,16 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

1) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{1НОМ} \cdot K_{з\partial}, \quad (38)$$

где $K_{з\partial}$ – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);
 $I_{1НОМ}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

2) Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_m, \quad (39)$$

где K_m – кратность термической стойкости;
 t_m – время термической стойкости, с.

3) Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (40)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Сопротивление вторичной нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (41)$$

где Z_K – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более 3-х приборов;

$Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом.

Перед тем, как приступить к проверке трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Выбирается трансформатор тока 10 кВ.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6850М	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6	0,5	1,6

Из таблицы 13 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем ТТ ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 100 А.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1 по формулам:

$$B_K = 8,6^2 \cdot (3 + 0,015) = 223 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н} = 10 \text{ ВА}$.

Допустимое сопротивление вторичной обмотки определяется как:

$$Z_{2\text{дон}} = \frac{S_{\text{дон}}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} \quad (42)$$

$$Z_{2\text{дон}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,23 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление вторичной обмотки определяется по формуле:

$$Z_{2\text{расч}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (43)$$

Общее сопротивление приборов:

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом}$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – вторичный номинальный ток приборов, А.

Для медных проводов $\rho = 0,0175$ Ом·м величина стандартная. Длина проводов принимается $l = 55$ м.

$$S_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{r_{\text{пров}}} \quad (45)$$

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{дон}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} \quad (46)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,23 - 0,064 - 0,05 = 0,116 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{55}{0,116} = 8,3 \text{ мм}^2$$

Принимаем $S_{\text{пров}} = 10 \text{ мм}^2$ и пересчитываем сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}}^* = 0,0175 \cdot \frac{55}{10} = 0,096 \text{ Ом} .$$

Тогда расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (43):

$$Z_{2\text{расч}} = 0,064 + 0,096 + 0,05 = 0,21 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{рmax} = 95,78 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{ДИН} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 20,43 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$
$B_{Кн} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 223 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$Z_{2дон} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} = 0,21 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$

Выбранный трансформатор тока соответствует расчетным условиям.

8.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, конструкции и схеме соединения, классу точности и вторичной нагрузке.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$.

Вторичная нагрузка по измерительным электронным приборам для трансформаторов напряжения 10 кВ приведена в таблице 18. Измерительные счетчики по стороне 10 кВ устанавливаются на вводе трансформаторов и к питающим линиям.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	5	1	1	5
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	ЦЭ6850М	4	2	4	32

Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	9	69

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:

$$S_2\Sigma = 69 \text{ ВА.}$$

К установке принимается трансформатор напряжения марки НАМИ-10-95. Устанавливаем 2 трансформатора напряжения на стороне 10 кВ по обе стороны сборных шин РУ.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$S_{2Н} = 300 \text{ ВА}$	$S_{2Р} = 69 \text{ ВА}$	$S_{2Н} \geq S_{2Р}$

Выбор трансформаторов напряжения проведен верно.

8.4 Выбор ячеек КРУ

На ПС «Среднебелая» предусматривается замена ячейки КРУ 10 кВ на более современные КРУ «Классика» серии D-12P производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

Наглядное изображение КРУ серии D-12P представлено на рисунке 2.



Рисунок 2 – КРУ «Классика» серии D-12P

Схемы вспомогательных цепей шкафов КРУ разработаны для различных микропроцессорных устройств защиты, управления, автоматики и сигнализации. Цепи учёта электроэнергии могут изготавливаться на электронных микропроцессорных счётчиках электрической энергии.

Ячейки КРУ «Классика» обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует

минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги [13].

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

1) По термической устойчивости:

$$B_{Kном} \geq B_{K10} \rightarrow 1200 \geq 34,21 \text{ кА}^2\text{с}$$

3) Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 = 12,73 \text{ кА}$$

4) По отключающей способности:

- на отключение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл.ном} \rightarrow 8,6 \leq 20 \text{ кА}$$

5) По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв} \rightarrow 20,6 \leq 64 \text{ кА}$$

КРУ 10 кВ серии D-12P пригодно к установке.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ТП

Чтобы обеспечить надежную и длительную работу электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, нужно выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов КЗ.

9.1 Выбор предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась как можно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки [14].

Предохранители выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (47)$$

где $S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 160 кВА, установленного на ТП 14-18:

$$I_{пл.вст} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,24 \text{ А.}$$

Примем к установке кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-101.

Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготавливают на напряжения (6÷35) кВ и номинальные токи (40 ÷ 400) А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Результаты проверки сведены в таблицу 17.

Таблица 17 - Выбор предохранителей на стороне 10 кВ ТП 10/0,4

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 10 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 9,24 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ А}$	$I_{но} = 8,6 \text{ А}$	$I_{откл.ном} \geq I_{но}$

Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично. Результаты выбора предохранителей сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Предохранители на стороне 10 кВ

№ ТП	$S_{тр}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$	Марка
ТП 14-8 ТП 14-29	250	14,43	20	ПКТ-101
ТП 14-18 ТП 14-22 ТП 14-44 ТП 14-50	160	9,23	20	ПКТ-101
ТП 14-1 ТП 14-3	100	5,7	20	ПКТ-101
ТП 14-33	40	2,31	20	ПКТ-101

Также на всех ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (48)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (49)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций, кВА.

Расчет и выбор предохранителей показан ниже на примере линии Ф1 от ТП 14-18. Для данного фидера расчетный ток равен 98 А.

Выбирается плавкая вставка предохранителя на номинальный ток 125 А. К установке принимается предохранитель марки ПН2-250.

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ сведен в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор предохранителей 0,4 кВ на отходящих воздушных линиях

№ ТП	№ фидера	Ток линии, А	Тип предохранителя	$I_{номПР}$, А	I_B , А
1	2	3	4	5	6
14-18	1	98	ПН2-250	250	125
	2	113	ПН2-250	250	125
14-22	1	55	ПН2-250	250	80
	2	3	ПН2-250	250	80
	3	133	ПН2-250	250	160
14-8	1	104	ПН2-250	250	125
	2	146	ПН2-250	250	160
	3	89	ПН2-250	250	100
14-33	1	55	ПН2-250	250	80
	2	34	ПН2-250	250	80

14-29	1	110	ПН2-250	250	125
	2	29	ПН2-250	250	80
	3	150	ПН2-250	250	160
14-44	1	182	ПН2-250	250	200
	2	143	ПН2-250	250	160
	3	132	ПН2-250	250	160
14-50	1	58	ПН2-250	250	80
	2	23	ПН2-250	250	80
	3	147	ПН2-250	250	160
14-1	1	80	ПН2-250	250	100
	2	22	ПН2-250	250	80
14-3	1	52	ПН2-250	250	80
	2	122	ПН2-250	250	160

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ [14].

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (50)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (51)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (52)$$

Проверим предохранители на ТП 14-44: ПН2-250/200.

Его справочные данные:

$$I_{отк} = 250 \text{ кА}, I_B = 200 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{дл.дон} = 195 \text{ А}$.

Токи КЗ $I_{но}^{(3)} = 8,66 \text{ кА}$.

Проверка по согласованию с сечением проводника:

$$200 \leq 3 \cdot 195 \text{ А}$$

Проверка по разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$8,66 \leq 250 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$1 \text{ кА} \geq 3 \cdot 200 \text{ А}.$$

Так как все условия выполняются, можно сделать вывод, что предохранитель выбран правильно.

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, значит, они также пройдут по всем условиям.

9.2 Выбор автоматических выключателей

В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,4 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых оперативных включений и отключений цепей.

На каждой ТП выбираются автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{ном. расч} \geq I_p, \tag{53}$$

где I_p – максимальный рабочий ток, А.

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому

элементу.

Расчет приведен на примере ТП 14-18.

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{146,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 211,6 \text{ А.}$$

Принимается автоматический выключатель серии ВА53-41 с $I_{\text{НОМ.в}} = 1000 \text{ А.}$

Результаты расчета сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{\text{ТП}}$, кВА	I_p , А	$I_{\text{НОМ. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП 14-48	146,6	211,6	250	ВА53-41
ТП 14-22	133,2	192,3	250	ВА53-41
ТП 14-8	233,2	336,6	400	ВА53-41
ТП 14-33	62	89,5	250	ВА53-41
ТП 14-29	200,7	289,7	400	ВА53-41
ТП 14-44	126,2	182,2	250	ВА53-41
ТП 14-50	126	182	250	ВА53-41
ТП 14-1	71,4	103,1	250	ВА53-41
ТП 14-3	85,2	123	250	ВА53-41

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

9.3 Выбор разъединителей

Согласно схемы ТП 10/0,4 кВ на стороне высшего напряжения, на подходящих к ТП линиям устанавливается разъединитель типа РЛНД-1-10 с приводом типа ПРНЗ-10.

Технические характеристики данного вида разъединителей приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Основные технические характеристики разъединителей РЛНД-1-10/400

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, $U_{НОМ}$, кВ	10/12
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальный рабочий ток, $I_{НОМ}$, А	400
Ток динамической стойкости $I_{дин.}$, кА	25
Ток термической стойкости $I_{терм.}$, кА	10
Время протекания термической стойкости: - для главных ножей - для ножей заземления	4 1

Проверка разъединителей осуществляется аналогично выключателям нагрузки.

Проверка разъединителей приведена также на примере ТП 14-8.

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах},$$

$$400 \geq 336,6 \text{ А}.$$

Условие проверки выполняется.

Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$B_K = 8,66^2 \cdot (0,11 + 0,12) = 17,25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальная термическая стойкость:

$$B_{K.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 4 = 400 > 17,25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \rightarrow 20,6 \leq 25 \text{ кА}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка разъединителя РЛНД-1-10

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 400 \text{ А}$	$I_{раб. макс.} = 336,6 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{раб. макс.}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд.кз.Σ} = 20,6 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{у.КЗ}$
$B_{кном} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} = 17,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} < B_{к.ном}$

На остальных существующих ТП также принят разъединитель марки РЛНД-1-10/400.

10 ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ И СЕТИ 10/0,4 КВ

От атмосферных перенапряжений трансформаторы 10/0,4 кВ потребительских подстанций типа КТП и ЗТП согласно типовому проекту защищаются комплектом ограничителей перенапряжения со стороны высшего напряжения, проверка ограничителя перенапряжения выполнена в пункте 10.3.

На КТП шкафного или киоскового исполнения с воздушным вводом аппараты защиты устанавливаются на шкафу устройства ввода высокого напряжения.

На ВЛИ до 1 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления несущего нулевого провода, защиты от атмосферных перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛИ, заземления разрядников [7].

В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой заземляющие устройства на ВЛИ должны иметь сопротивления не более 30 Ом, а расстояния между ними не более 100 метров (при числе грозových часов более 40).

Кроме того, заземляющие устройства должны быть изготовлены на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей или которые представляют большую хозяйственную ценность.

10.1 Расчет контура заземления ТП

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не

более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Все металлические части электрических установок и электрического оборудования, которые могут оказаться под напряжением должны быть заземлены.

Расчет контура заземления выполнен из условия удельного электрического сопротивления грунта 150 Ом·м. Общее сопротивление не более 15 Ом. Учитывая, что удельное сопротивление земли более 100 Ом·м, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 40 Ом. [7]

В качестве естественного заземлителя будет использована металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных электродов из водо-газопроводной трубы длиной $L = 3$ метра, диаметром $d = 32$ мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4х40 мм длиной 50 м, уложенной в землю на глубине $t = 0,8$ м. Глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли 0,7 метров.

Удельное сопротивление грунта (расчетное):

$$\rho_p = \kappa_c \cdot \kappa_1 \cdot \rho_{изм} , \quad (54)$$

где $\kappa_c \cdot \kappa_1$ – коэффициент сезонности и коэффициент, учитывающий при какой влажности грунта производились измерения;

$\rho_{изм}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Сопротивление одного круглого стержня, погруженного вертикально в землю, определяется по формуле:

$$R_g = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \quad (55)$$

где L – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины заземлителя), м.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_g = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \frac{L_z^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \quad (56)$$

где L_z – длина всего электрода, м;

b_z – ширина электрода, м;

t_z – глубина залегания электрода, м.

Затем, имея ввиду, что принятый заземлитель контурный, взяв в расчет число вертикальных электродов и отношение a/L_z определяем по таблицам коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных и горизонтального.

Сопротивление группового заземлителя определяется по формуле:

$$R_{gp} = \frac{R_g \cdot R_z}{R_g \cdot \eta_z + R_z \cdot n \cdot \eta_g} \quad (57)$$

где n – количество вертикальных электродов;

η_g – коэффициент использования вертикального электрода;

η_z – коэффициент использования горизонтального электрода.

Если величина сопротивления группового заземлителя окажется больше требуемого (40 Ом согласно ПУЭ), необходимо увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Производится расчет заземления по вышеперечисленным формулам.

Удельное сопротивление грунта для населенного пункта Среднебелая – для слегка влажного песчаного грунта (у поверхности летом) принимаем 400 Ом·м (справочное значение), тогда расчетное сопротивление будет иметь

значение:

$$\rho_p = 1,4 \cdot 1 \cdot 400 = 560 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Находится сопротивление одного вертикального электрода, длина его принимается равной 3 м:

$$R_g = \frac{560}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,032} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,8 + 3}{4 \cdot 1,8 - 3} \right) = 168,76 \text{ Ом}.$$

Для горизонтального электрода:

$$\rho_p = 2 \cdot 1 \cdot 50 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_g = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot L} \cdot 50 \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 3,8 \text{ Ом}.$$

Расстояние между вертикальными электродами принимаем равным 6 м, тогда исходя из того, что:

$$\frac{a}{L_g} = \frac{6}{3} = 2.$$

Определим по таблицам [7] коэффициенты использования заземлителей, приняв количество вертикальных электродов $n = 10$.

$$\eta_g = 0,69;$$

$$\eta_z = 0,79.$$

Находим сопротивление группового заземлителя:

$$R_{gp} = \frac{168,76 \cdot 3,8}{168,76 \cdot 0,79 + 3,8 \cdot 10 \cdot 0,69} = 4,02 \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление группового заземлителя соответствует требованиям п.1.7.101 ПУЭ ($R_{гр} \leq 4 \text{ Ом}$). Следовательно, проектируемый контурный заземлитель для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, состоящий из 10 вертикальных электродов и горизонтального заземлителя длиной 50 м, может быть принят к установке.

10.2 Выбор и проверка ОПН

Основным средством защиты ПС от набегающих волн перенапряжения являются ОПН. Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций,

линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа [4]:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.опн.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} \quad (58)$$

- 2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_g} \quad (59)$$

где K_g – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

- 3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр} \quad (60)$$

где

$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_g} \quad (61)$$

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

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли, Ом.

Установку ОПН по данному проекту необходимо выполнить на стороне РУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Среднебелая, а также на всех реконструируемых трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ.

На стороне 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальное напряжение ОПН, кВ	15
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	12
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	29,7
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), кА	400
Длина пути утечки внешней изоляции, см	33

Произведем проверку выбранных ОПН 10 кВ (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.опн.} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k = \frac{36 - 29,7}{10} = 0,63 \text{ кА}$$

$0,63 \leq 10$ кА - ОПН 10 кВ проходят предварительную проверку.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В условиях эксплуатации объекта системы электроснабжения для определения места повреждения и подачи сигнала на отключение соответствующих выключателей устанавливаются специальные автоматические устройства, называемые устройствами релейной защиты.

11.1 Перечень защит

Защита силовых трансформаторов 35 кВ предусматривается в составе: основная защита, резервная защита и защита стороны НН.

Комплект основной защиты включает следующие защиты и устройства:

- дифференциальную токовую защиту от всех видов КЗ;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- максимальная токовая защита от перегрузки;
- цепи технологических защит трансформатора.

Комплект резервных защит ВН трансформаторов должен содержать:

- двухступенчатую токовую защиту от многофазных КЗ с пуском по напряжению (ТО и МТЗ);
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- защита от неполнофазного режима;
- цепи автоматического ускорения резервных защит.

На стороне НН трансформаторов предусматривается максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению и защита минимального напряжения.

Комплекс РЗА элементов ЗРУ 10 кВ выполняется с использованием микропроцессорных устройств, которые размещаются непосредственно в шкафах РУ внутренней установки для следующих ячеек:

- ввод секции шин 10 кВ;
- трансформаторов напряжения на секции шин 10 кВ;

- секционного выключателя 10 кВ;
- линии (отходящие присоединения) 10 кВ.

В ячейке трансформатора напряжения (ТН) 10 кВ каждой из секций шин предусматриваются:

- сигнализация замыкания на землю (СЗЗ) – контроль изоляции;
- контроль исправности ТН и его цепей.

На секционном выключателе 10 кВ предусматриваются:

- МТЗ с ускорением при ручном или автоматическом включении СВ;
- логическая защита шин 10 кВ;
- защита от дуговых замыканий на секции шин с действием на отключение СВ.

На отходящих линиях 10 кВ устанавливаются:

- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и МТЗ с автоматическим ускорением;
- защита от дуговых замыканий в ячейках ЗРУ 10 кВ (ЗДЗ).

11.2 Расчет защит

Для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. [3]

К установке принимается терминал защиты SEPAM 1000+ S20 производства «Таврида Электрик».

Воздушные линии составляют основную часть элементов электрических сетей, наиболее подверженную влиянию внешних факторов.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени.

1) Первая ступень МТЗ (токовая отсечка)

Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки

подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с.).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ:

$$I_{TO} = K_H \cdot I_{КЗ.МАХ}^{(3)}, \quad (62)$$

где K_H - коэффициент надежности.

Определим ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 8,66 = 10,4 \text{ кА}$$

2) Вторая ступень МТЗ

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [4].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{K_{над} \cdot K_{зан}}{K_{возв}} \cdot I_{раб}, \quad (63)$$

где $K_{над}$ - коэффициент надежности защиты ($K_{над} = 1,2$),

$K_{зан}$ - коэффициент запаса ($K_{зан} = 2,5$),

$K_{возв}$ - коэффициент возврата ($K_{возв} = 0,9$),

$I_{раб}$ - максимальный рабочий ток, А.

Тогда для реконструируемой отходящей линии:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 34,21 = 114,03 \text{ А}$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты:

$$K_u = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (64)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ - величина двухфазного КЗ.

$$K_u = \frac{580}{114,03} = 5,1$$

Коэффициент чувствительности защиты должен быть равен двум. Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточниться в процессе эксплуатации.

3) Токовая защита от ЗНЗ

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчета однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Произведем расчет тока ЗНЗ по следующей формуле:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{10,5 \cdot 3,54}{10} = 3,72 \text{ А}, \quad (65)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, В;

l_{Σ} - суммарная длина СИП 10 кВ, км.

В нашем случае, ток ЗНЗ равен 4,08 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на сигнал, потому что ток ЗНЗ не превышает значение 5 А.

11.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Защиту трансформаторов со стороны высокого напряжения выполняется с помощью выключателей нагрузки и предохранителей типа ПКТ -10.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

После срабатывания предохранителя необходимо снять плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для дальнейшей работы.

Главными свойствами плавких предохранителей является простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротких замыканиях, способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при К.З.

Наибольшее распространение получили кварцевые предохранители.

В кварцевых предохранителях (ПК) патрон заполнен кварцевым песком, где дуга гасится путем удлинения, дробления и соприкосновения с твердым диэлектриком.

Защиту трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения – 0,4 кВ выполним автоматическими выключателями типа ВА.

Выбор и проверка данного оборудования выполнены в п. 8.1 и 8.2.

11.4 Релейная защита ввода

Вводной вакуумный выключатель 10 кВ следует оборудовать комплектным устройством защит и автоматики SEPAM 1000+ B21, которое обеспечивает следующую защиту – МТЗ с выдержкой времени 1,2 с.

Кроме вышеперечисленных защит на отключение вводного выключателя 10 кВ действуют общесекционные защиты и элементы автоматики, к которым относятся:

- Дуговая защита присоединений;
- АВР и дуговая защита собственной ячейки.

Комплектные устройства защиты и автоматики вводного выключателя 10 кВ расположены в шкафу ячеек ЗРУ 10 кВ. Кроме устройства защиты в шкафу ячеек расположены автоматы питания цепей привод, промежуточное реле внешнего отключения, промежуточное реле гашения поля, преобразователь энергии и тока.

При работе любых защит вводного выключателя 10 кВ сигналы отключения отражаются устройством SEPAM 1000+ в виде соответствующей сигнализации на блоке управления и на измерительном блоке, кроме того

срабатывает внутреннее реле «аварийное отключение» с выдачей сигнала на панель центральной сигнализации и в операторную.

Защита шин секции организована с использованием органа МТЗ блока SEPAM 1000+ с запретом пусковых органов МТЗ присоединений, подключенных к секции. Сигналы от пусковых органов присоединений для блокирования действия защиты шин подаются на вход.

11.5 Автоматика

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики SEPAM 1000+ содержат программную логическую часть, выполняющую функцию АПВ и АВР.

Эффективным мероприятием, позволяющим повысить надежность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматриваем на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматриваем на вводах напряжением 10 кВ при раздельной работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, несвязанных с внутренними повреждениями трансформатора [3].

Устройства АПВ выполнены так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5-1,5 с) снова включается под напряжение, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплексе с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любом отходящем фидере ПС

выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени $t_{АПВ}$ устройство вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остаётся в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом [3].

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройства АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройства АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и присоединенной к шинам распределительной сети, а так же произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы $t_{АВР} > t_{д.с}$. Это условие в сетях до 10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выбранных выключателей превышает время деионизации среды. Также устройство АВР должно контролировать наличие

напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроены по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений.

Устройства АВР устанавливаются на секционных выключателях на ЗРУ 10 кВ. Секционный выключатель нормально отключен и включается под действием средств АВР при отключении любого трансформатора 4 МВА. АВР также срабатывает при обесточивании одной из шин [3].

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путем АПВ. В случае успешного АПВ электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем $t_{АПВ} = 1$ с.

11.6 Расчет емкостных токов замыкания на землю

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределах до активной составляющей гармоники тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное гашение дуги;

- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2,5 – 2,6 U_{ϕ} при степени расстройки 0-5 %;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка [39].

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), на всем участке воздушной линии, выполненной СИП по фидеру №27:

$$I_{емк.ВЛ} = k \cdot \left(\frac{U \cdot L_{\Sigma ВЛ}}{350} \right), \quad (66)$$

где k - коэффициент, учитывающий емкость трансформаторов и ошиновок относительно земли ($k = 1,25 - 1,35$);

$L_{\Sigma ВЛ}$ - суммарная длина воздушных линий.

$$I_{емк.ВЛ} = 1,35 \cdot \left(\frac{10 \cdot 3,54}{350} \right) = 0,137 \text{ А}$$

Сельские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимой величины по ПУЭ для сети 10 кВ ($I_{емк.ВЛ} \leq 20 \text{ А}$), то установка дугогасящего реактора не требуется.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Так как в данном проекте предусматривается реконструкция и замена проводов ВЛ, то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ по реконструкции сетей напряжением 0,4 и 10 кВ с. Среднебелая.

Рассмотрим меры безопасности при производстве отдельных видов работ.

12.1 Меры безопасности при работе на высоте

Работы, при выполнении которых электромонтажник находится выше 1,5 м от поверхности рабочего настила, перекрытия или грунта, называются работами на высоте. К работе на высоте допускаются лица не младше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, обучение требованиям безопасности труда, получившие специальное удостоверение.

Лица, допущенные к работе на высоте, проходят медицинский осмотр каждый год.

Электромонтажные работы на высоте можно производить с лесов или подмостей с настилами шириной не менее 1 м, имеющих надежное ограждение в виде перил, высотой не менее 1 м, а так же с исправных стремянок и приставных лестниц. Раздвижные лестницы-стремянки должны иметь устройства, которые исключают возможность их самопроизвольного раздвигания. Приставные лестницы, устанавливаемые в местах движения транспорта или людей, ограждают или охраняют.

В необходимых случаях работы на высоте можно с неогражденных поверхностей или с постоянно укрепленных лестниц, но с обязательным применением проверенных и испытанных предохранительных поясов.

Предохранительные пояса должны быть снабжены паспортами и бирками. Пользоваться поясами, на которые нет паспортов, запрещается. Предохранительные пояса через каждые 6 месяцев испытывают на статическую нагрузку 30 Н в течение 5 минут. При работе с приставных

лестниц и стремянок прикрепляться к ним предохранительными поясами запрещается.

Запрещается работать с лестниц и стремянок около работающих машин, оборудования и над ними, а так же вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением и не защищенных от случайного прикосновения к ним. При необходимости работы в таких местах машины и оборудование должны быть отключены, а токоведущие части отключены и заземлены.

Для переноски и хранения инструментов, метизов, установочных элементов лица, работающие на высоте, должны быть снабжены индивидуальными сумками или инструментальными ящиками.

При выполнении работ на высоте запрещается подниматься и опускаться по тросам и канатам, пользоваться для этой цели подъемными монтажными механизмами, переходить по незакрепленным конструкциям и работать на них, а также перелезать через ограждения и садиться на них.

Запрещается подбрасывание каких-либо предметов для подачи работающим наверху. Инструменты, материалы и другие предметы необходимо подавать с помощью веревки, к середине которой их привязывают. Второй конец веревки должен находиться в руках стоящего внизу работника, который удерживает поднимаемые предметы от раскачивания.

В случае гололеда, сильного ветра (более 6 баллов), снегопада или дождя монтажные работы на открытом воздухе прекращают.

Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами:

При выполнении монтажных работ в сетях, напряжением 0,4 и 10 кВ села Среднебелая разрешается использовать только исправный ручной инструмент. Ручной инструмент не должен иметь повреждений (трещин, сколов, выбоин) рабочих кромок, заусенцев и зубурин в месте захвата инструмента рукой работающего, трещин и заусенцев за затылочной части

рукояток.

Деревянные рукоятки ручных инструментов должны быть изготовлены из древесины твердых и вязких пород, гладко обработаны и надежно закреплены. На поверхности рукояток не допускаются выбоины и сколы.

Рукоятки молотков и кувалд должны быть заклинены металлическими клиньями. Насадка кувалды производится через нижний конец ручки.

При работе зубилом или другим ручным инструментом для рубки металла следует пользоваться защитными очками с небьющимися стелками и рукавицами.

Сверлить отверстия и пробивать борозды в стенах, панелях, перекрытиях, в которых может быть расположена скрытая проводка, а так же выполнять другие работы, при которых может быть повреждена изоляция проводов и установок, следует только после их отключения от источников питания.

Инструмент с изолированными рукоятками применяют для работы под напряжением в электроустановках до 1000 В в качестве основного средства защиты. Изолирующие рукоятки такого инструмента должны быть выполнены в виде чехлов или в виде неснимаемого покрытия из влагостойкого, маслостойкого, нехрупкого электроизоляционного материала с упорами со стороны рабочего органа.

Изоляция должна покрывать всю рукоятку, ее длина должна быть не менее 100 мм до середины упора. Изоляция стержней отверток должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца лезвия отвертки.

Изолирующие рукоятки как на поверхности, так и в толще изоляции не должны иметь раковин, сколов, вздутий и других дефектов.

Перед началом работ с электроинструментом необходимо проверить:

- Затяжку винтов, крепящих детали электроинструмента;
- Исправность редуктора, поворачивая рукой шпиндель электроинструмента (при отключенном электродвигателе);
- Состояние провода электроинструмента, целостность изоляции,

отсутствие излома жил;

- Исправность выключателя и заземления. Электроинструмент с двойной изоляцией заземления не требует.

Пользоваться неисправным электроинструментом категорически запрещается.

Лицам, пользующимся электроинструментом, запрещается:

- разбирать электроинструмент и производить самостоятельно какой-либо ремонт;
- держаться за провод электроинструмента или касаться вращающегося режущего инструмента;
- удалять руками стружку или опилки во время работы инструмента или до полной остановки;
- работать с приставных лестниц;
- передавать электроинструмент хотя бы на непродолжительное время другим лицам.

При работе с пиротехническим монтажным пистолетом в связи с его повышенной опасностью исполнитель обязан соблюдать специальные требования безопасности труда. Необходимо учитывать, что исполнитель отвечает не только за личную безопасность, но и за безопасность работающих совместно с ним. Заряжать пистолет следует только у места забивки дюбеля и после полной подготовки к выстрелу.

Нельзя направлять пистолет на себя или других лиц независимо от того, заряжен он или нет. При работе на высоте пистолет прикрепляют к поясу прочным ремнем. При этом пользуются только устойчивыми основаниями с ограждениями.

Работать с лестниц, стремянок и других малоустойчивых оснований запрещается.

Запрещается забивать дюбель в хрупкие основания, дающие острые осколки (керамику, чугун) и твердые разрушающиеся (гранит, базальт). При

осечке открывать пистолет не разрешается, нужно два-три раза оттянуть спусковой рычаг. При вторичной осечке выдерживают пистолет прижатым к основанию в течение 20 секунд, затем открывают его и удаляют патрон.

Измерения переносными приборами должны производиться двумя лицами, причем одно из них должно иметь квалификационную группу не ниже четвертой, другое – не ниже третьей. Все измерения сопротивления в электроустановке производятся при снятом напряжении. Присоединение и отсоединение переносных приборов, требующие разрыва электрических цепей, также должны производиться при полном снятии напряжения.

Мегомметр применяется в электромонтажных работах для измерения сопротивления изоляции электрооборудования проводов и кабелей. Так как на выходе мегомметра при измерении образуется высокое напряжение, то в это время нельзя прикасаться к неизолированным частям объекта измерения и проводов прибора.

По той же причине, если в электроустановке, где производится измерение, есть элементы, которые могут быть повреждены этим напряжением, например конденсаторы, полупроводниковые приборы, они должны быть отсоединены или закорочены проводом.

Паяльники, находящиеся в рабочем состоянии, должны находиться постоянно в зоне действия вытяжной вентиляции. При пайке запрещается стряхивать припой. Лишний припой можно снимать только на специальную подставку для паяльника. При коротких перерывах в работе с электропаяльником нужно класть его на специальную подставку с металлическими скобами. При длительных перерывах и окончании работы паяльник следует обязательно отключить от электросети.

При выполнении монтажных и пусконаладочных работ сетей, напряжением 0,4 и 10 кВ села Среднебелая, а также при техническом обслуживании и ремонте средств и систем безопасности необходимо использовать паяльники, рассчитанные на питание переменным током напряжением не свыше 42 В, в отличие от индивидуального трансформатора

для каждого рабочего места.

Разрешается использование электропаяльников на 220 В, если они получают питание от отдельного трансформатора или через устройство защитного отключения.

В помещении, где производится пайка, запрещается принимать пищу.

При регулировке, проверке и наладке схем контроля, управления, обмена информацией, питания систем безопасности весь применяемый инструмент изолируют так, чтобы его рабочая часть не могла перекрыть двух рядом расположенных клемм, зажимов.

При индивидуальном испытании аппаратуры и оборудования систем безопасности соблюдают следующие требования безопасности труда:

- перед пробным включением убеждаются в отсутствии людей вблизи токоведущих частей установки;
- пробное включение аппаратуры и оборудования систем безопасности производят только после тщательной проверки правильности монтажа схемы согласно проекту, надежности контактных соединений в приборе, аппаратуре, оборудовании, шкафах соединительных коробках и других элементах схемы.

12.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанции является масло. Загрязнение может произойти во время аварийных ситуаций, ремонтных работ. Рассмотрим расчет защиты от загрязнений силовых трансформаторов.

Для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 40000/1100 с размерами 6,8*4,8*6,4 и массой масла 23,2 т.

Принимаем следующие условия для расчета маслоприемника:

1) Габариты данного маслоприемника для приема трансформаторного масла выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого исполнения, вмещающий полный объем масла.

Маслоприемник трансформатора выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень щебня должен находиться на расстоянии не менее 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник имеет специальную сигнализацию о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника защищены маслостойким покрытием.

Рассмотрим подробный расчет маслоприемника для трансформатора.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т.

При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара,

засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

Объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_T = \frac{M}{\rho} = \frac{23,2}{0,88} = 26,36 \text{ м}^3, \quad (67)$$

где M – масса масла в трансформаторе, т; согласно данным паспорта $M = 23,2$ тонны.

ρ – плотность масла – $0,88 \text{ т/м}^3$.

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{мп} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta), \quad (68)$$

где A, B – длина и ширина трансформатора, м;

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, м;

$$S_{мп} = (4,8 + 2 * 1,5) * (6,8 + 2 * 1,5) = 76,44 \text{ м}^2.$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости:

$$H_{мп} = \frac{V}{S}, \quad (69)$$

$$H_{мп} = \frac{26,36}{76,44} = 0,34 \text{ м.}$$

Полная глубина маслоприемника:

$$H_{мп} = H_{мп} + H_{г} + H_{в}, \quad (70)$$

$$H_{мп} = 0,34 + 0,25 + 0,075 = 0,665 \text{ м.}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{bn} = (A + B) * 2 * H, \quad (71)$$

где H – высота трансформатора, м.

$$S_{bn} = (6,8 + 4,8) * 2 * 6,4 = 148,48 \text{ м}^2.$$

Интенсивность пожаротушения и нормативное время тушения равны:

$$K = 0,2(\text{л}(\text{с} * \text{м}^2)); \quad t = 1800 \text{ с.}$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара:

$$V_{h20} = K_n * t * (S_{mn} + S_{bn}) * 0,8, \quad (72)$$

$$V_{h20} = 0,2 * 1800 * (76,44 + 148,48) * 0,8 = 42,8 \text{ м}^3.$$

Находим объем маслоприемника, необходимый для приема 100% масла и 80% воды:

$$V_{\text{тм}h20} = V_{\text{т}} + 0,8 * V_{h20}, \quad (73)$$

$$V_{\text{тм}h20} = 26,36 + 0,8 * 42,8 = 60,6 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслобборника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслобборник от средств пожаротушения:

$$V_{\text{м.сб.}} = V_{\text{т}} + V_{h20}, \quad (74)$$

$$V_{\text{м.сб.}} = 26,36 + 42,8 = 69,16 \text{ м}^3.$$

12.3 Чрезвычайные ситуации

В данной выпускной квалификационной работе, так как ТП относятся к пожаровзрывоопасным объектам, в качестве чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной, рассматривается пожар. Такая чрезвычайная ситуация относится к техногенным ЧС.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1. Первый, заметивший возгорание из числа дежурного персонала сетевого участка обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара, приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции, и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и источников воды.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший дежурный сетевого участка.

5. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

6. Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением о его произведенном отключении.

7. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

8. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала рядом стоящего оборудования.

9. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с

расходом 5 л/с. Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10л/с.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры. Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

Неотъемлемой частью пожаробезопасности является содержание территории дорог, подъездов к зданиям и сооружениям.

В КПУ-10 кВ, согласно РД 153.-34.0-03.301-00. Установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5.

На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

- инструкция по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения;
- инструкция по эксплуатации устройств пожарной сигнализации.

Инструкции утверждаются главным инженером и пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

Каждый работник предприятия, обнаруживший возгорание или пожар, обязан по телефону сообщить об этом диспетчеру. При этом звонящий обязан назвать свою фамилию, должность и сообщить место, где горит, в соответствии с принятыми обозначениями и диспетчерскими наименованиями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант реконструкции схемы электроснабжения западной части села Среднебелая.

Спроектированная система электроснабжения характеризуется минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике и высокой надежностью.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ произведена замена КТП и ячейки КРУ 10 кВ на ПС, заменены неизолированные провода АС на самонесущие изолированные провода, проведены балансовые расчеты для решения вопросов компенсации реактивной мощности, выбрано конструктивное исполнение сети.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе терминала SEPAM 1000+ S20. Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) Автоматический выключатель ВА 53-41 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.expoelectro.ru/cat/product/vikl/va53-41.html> - 21.03.2015.
- 2) Гловацкий, В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 3) ГОСТ Р 53735.5 – 2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на номинальные напряжения 3-750 кВ; введ. 2011.01.01. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2011. – 86 с.
- 4) ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введен 2014.07.01
- 5) Григорьев, В.В. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения/ В.В. Григорьев, Э.А. Киреева: - М. Энергоатомиздат, 2002 г. – 486 с.
- 6) Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов/ П.А. Долин – М.: Знак, 2000 г. – 440 с.
- 7) Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 8) Киреева, Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук: - М. НТФ «Энергопрогресс», 2005. – 96 с.
- 9) Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие/ В.Г. Китушин – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
- 10) Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.

- 11) Комплектное распределительное устройство "Классика" 6(10) кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.tavrida.ru /Product/](http://www.tavrida.ru/Product/) – 05.05.2015
- 12) Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие/ Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», – 2002. – 320 с.
- 13) Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2003.
- 14) Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 15) Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н.Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 16) Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 3. – Санкт-Петербург, ENSTO, 2007. – 135 с.
- 17) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
- 18) Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 19) РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности на энергетических предприятиях. М., 2000.
- 20) РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М.,2001.
- 21) РД 34.20.185-94 с изм.от 1999. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М., 1999.
- 22) РМ-2696-01 Временная инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий. М. 2001.

23) Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/ под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

24) Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: АмГУ, 1999.– 238 с.

25) СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., 2003.

26) Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

27) Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

28) Типовой проект 3.407-150 «Заземляющее устройство опор ВЛ 0,38 10, 20 и 35 кВ»

29) Типовой проект. Шифр 25.0012 «Одноцепные, двухцепные и переходные ж/б опоры ВЛИ 0,38 кВ с СИП-2А с линейной арматурой ООО «НИ-ЛЕД» - 2005.

30) Трансформаторы силовые масляные типа ТМ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.uztt.ru/page381432> – 24.04.2015.

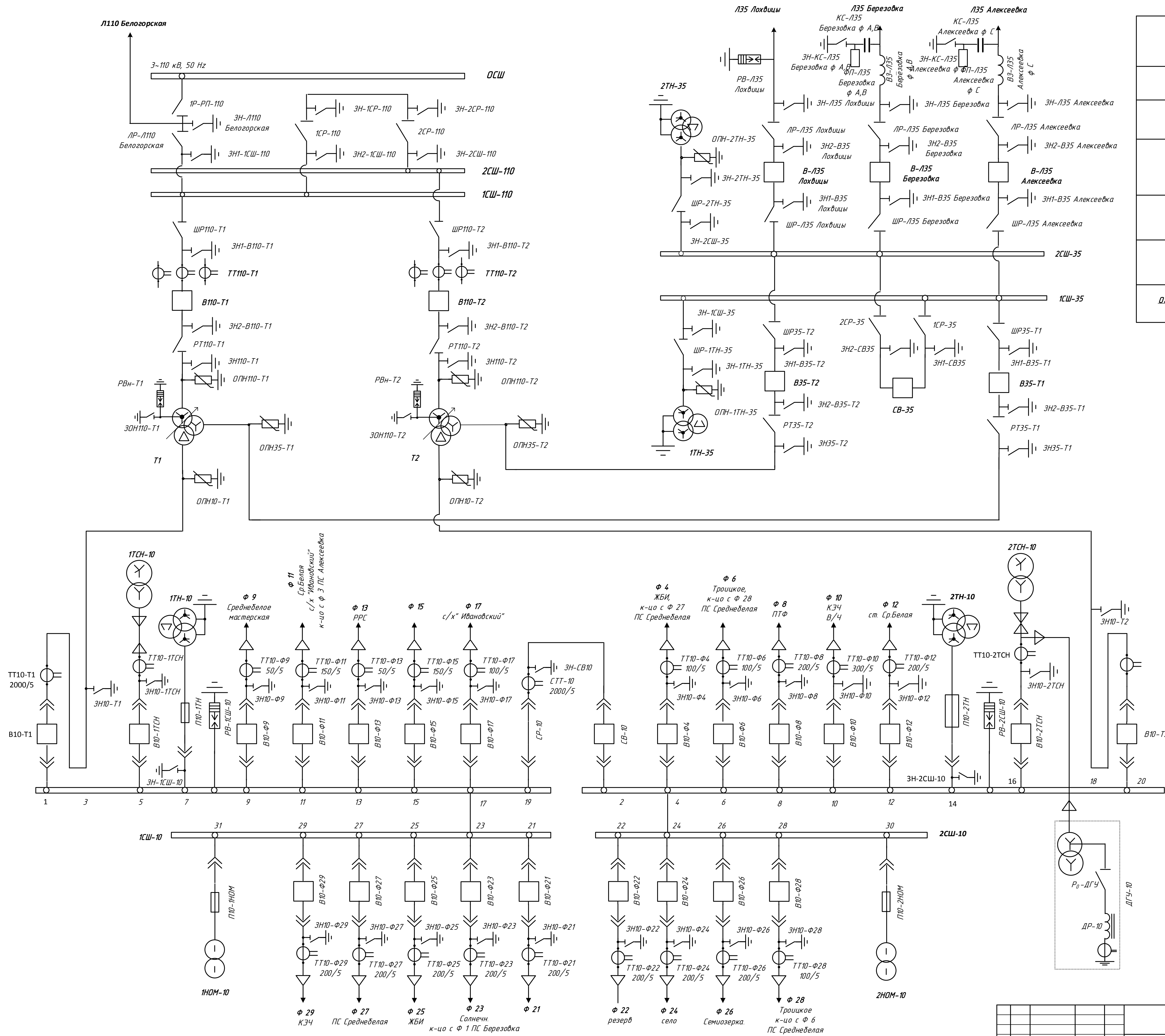
31) Шабад, М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. - Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2007.

№ ТП	Номер линии	Длина линии, км	Потери напряжения, %	Принятое сечение провода
14-18	1	1,3	7,29	3×25+1×35
	2	0,7	4,55	3×25+1×35
14-22	1	0,08	0,4	3×16+1×25
	2	0,12	0,03	3×16+1×25
	3	0,12	0,66	3×35+1×50
14-8	1	1	5,82	3×25+1×35
	2	1	5,62	3×35+1×50
	3	0,86	6,99	3×16+1×25
14-33	1	0,12	0,6	3×16+1×25
	2	0,21	0,65	3×16+1×25
14-29	1	0,12	0,76	3×25+1×35
	2	0,12	0,31	3×16+1×25
	3	0,25	1,15	3×50+1×70
14-44	1	1,64	6,45	3×70+1×70
	2	1,36	6,01	3×50+1×70
	3	0,84	4,63	3×35+1×50
14-50	1	0,36	1,93	3×16+1×25
	2	0,52	1,1	3×16+1×25
	3	0,52	3,1	3×35+1×50
14-1	1	0,92	6,77	3×16+1×25
	2	0,3	0,6	3×16+1×25
14-3	1	0,6	2,87	3×16+1×25
	2	1	4,02	3×25+1×35



				ВКР.14.087.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема низковольтного электроснабжения села Среднеделая	
Разраб.	Ананьев С.А.					
Провер.	Проценко П.П.					
				Реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднеделая в Ивановском районе Амурской области		
Н.Контр.	Раточева А.Г.			Литера		Масштаб
Утвержд.	Савина Н.В.			Лист 1		Листов 6
				АМГУ Кафедра энергетики		

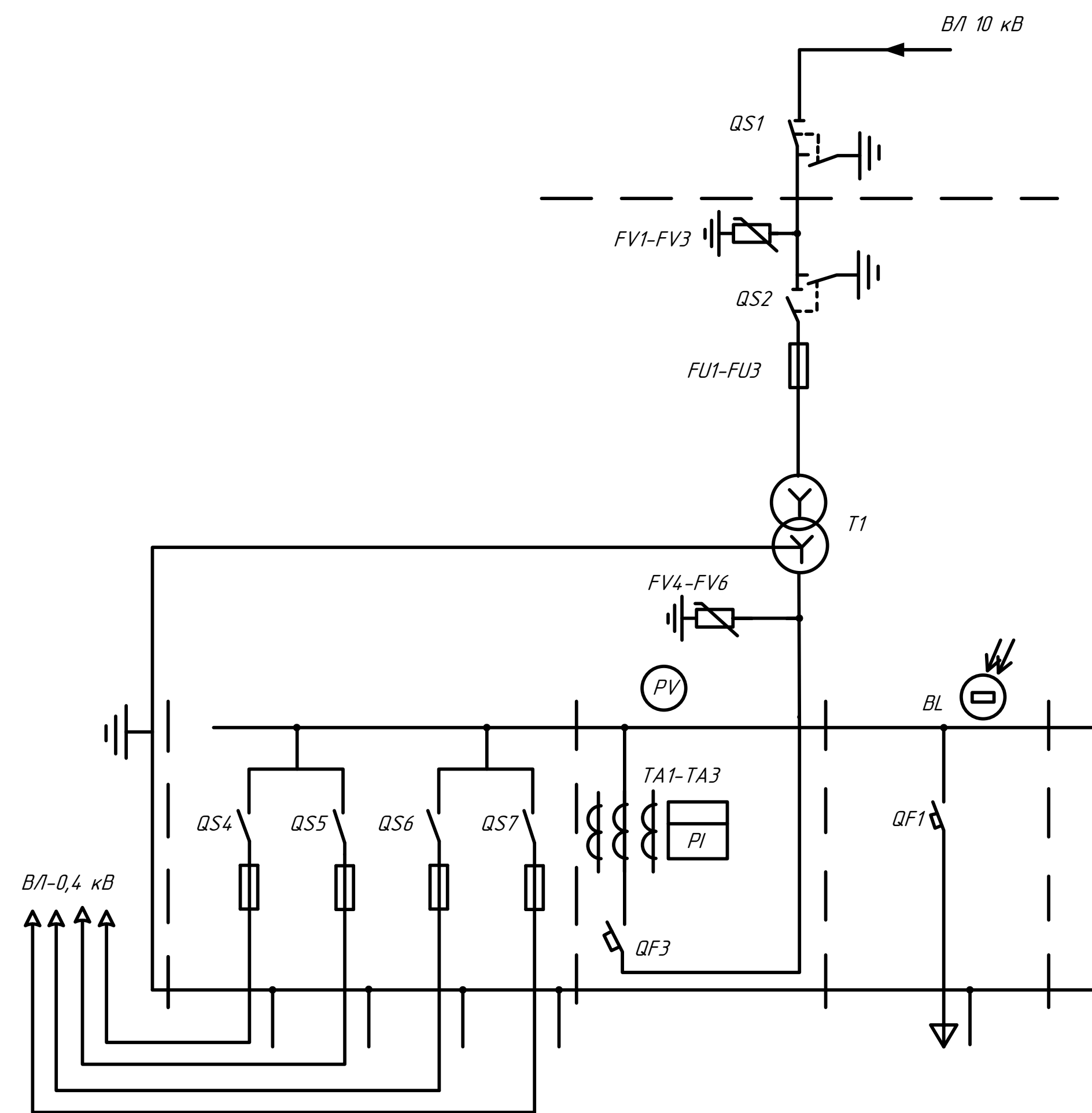
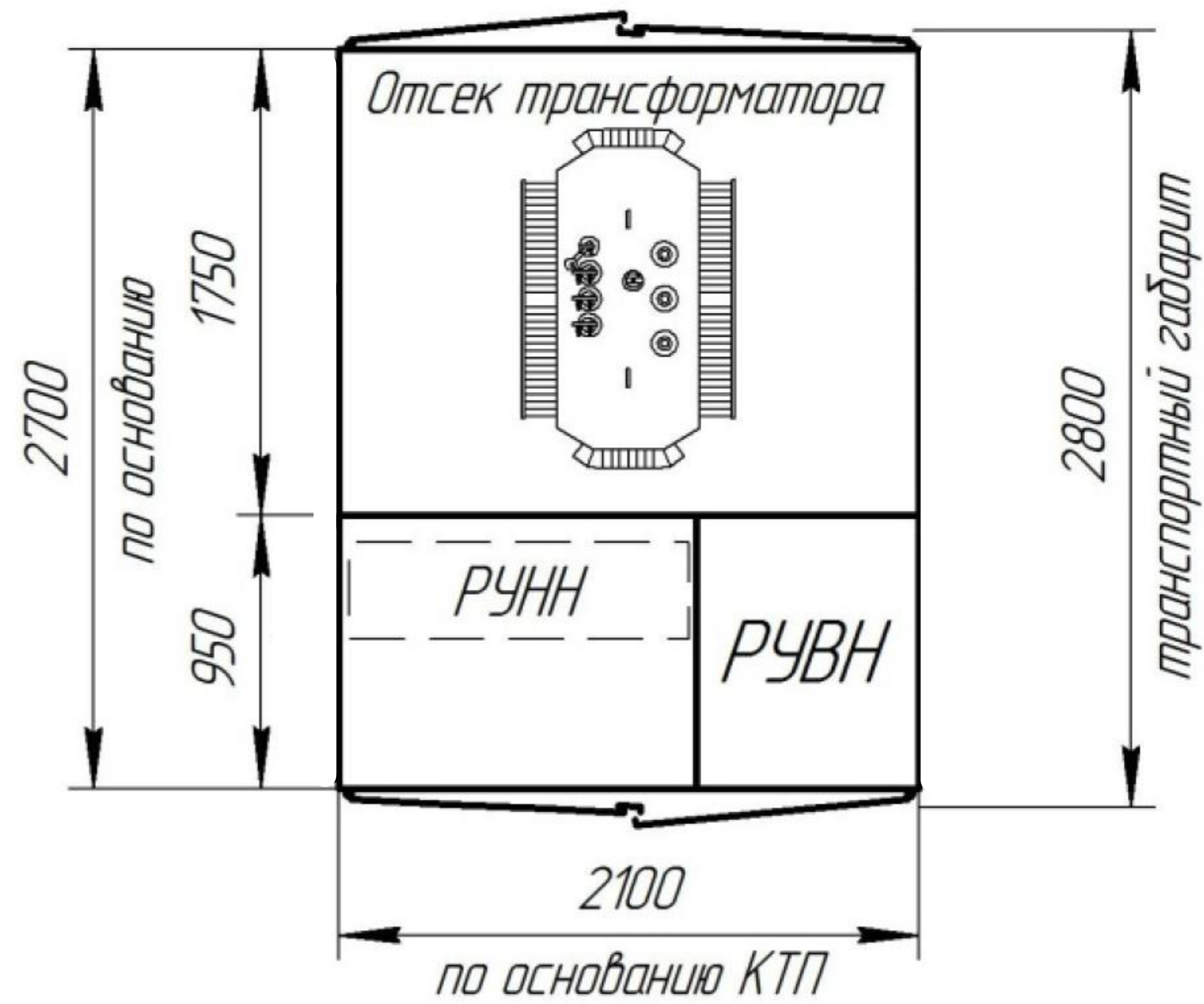
Рем. перемика.
РНДЗ-1-110/1000У1 ПР-У1
РНДЗ-2-110/1000У1 ПР-У1
СШ-110 кВ 2С
РНДЗ-2-110/1000У1 ПР-90
ТФНД-110м Р/Р/05 300-600/5А
ВМТ-110 ППрК-14.00
РНДЗ-2-110/1000У1 ПР-90
ОПН-А-110/77-10/650(II) ЗУХЛ1
ОПНн-35/680/40,5-10-III УХЛ1
Т-1 ТДТН-16000/110 Т-2 ТДТН-16000/110
ОПНн-10/600/12 УХЛ1
ТМ-250/10/0,4
НАМИ-10
ТВМ-10-05/Р ТТШЛ-10-05/Р
ПКТ-10
ВВ/ТЕЛ-10-20/1000 (СВ-10) ВВ/ТЕЛ-10-31,5/2000 (В10-Т1, В10-Т2) ВМПЗ-10-3200 ВМПЗ-10-630, ПЗВ-12
Тип ячеек К-26
ПКТ-10
НОМ-10



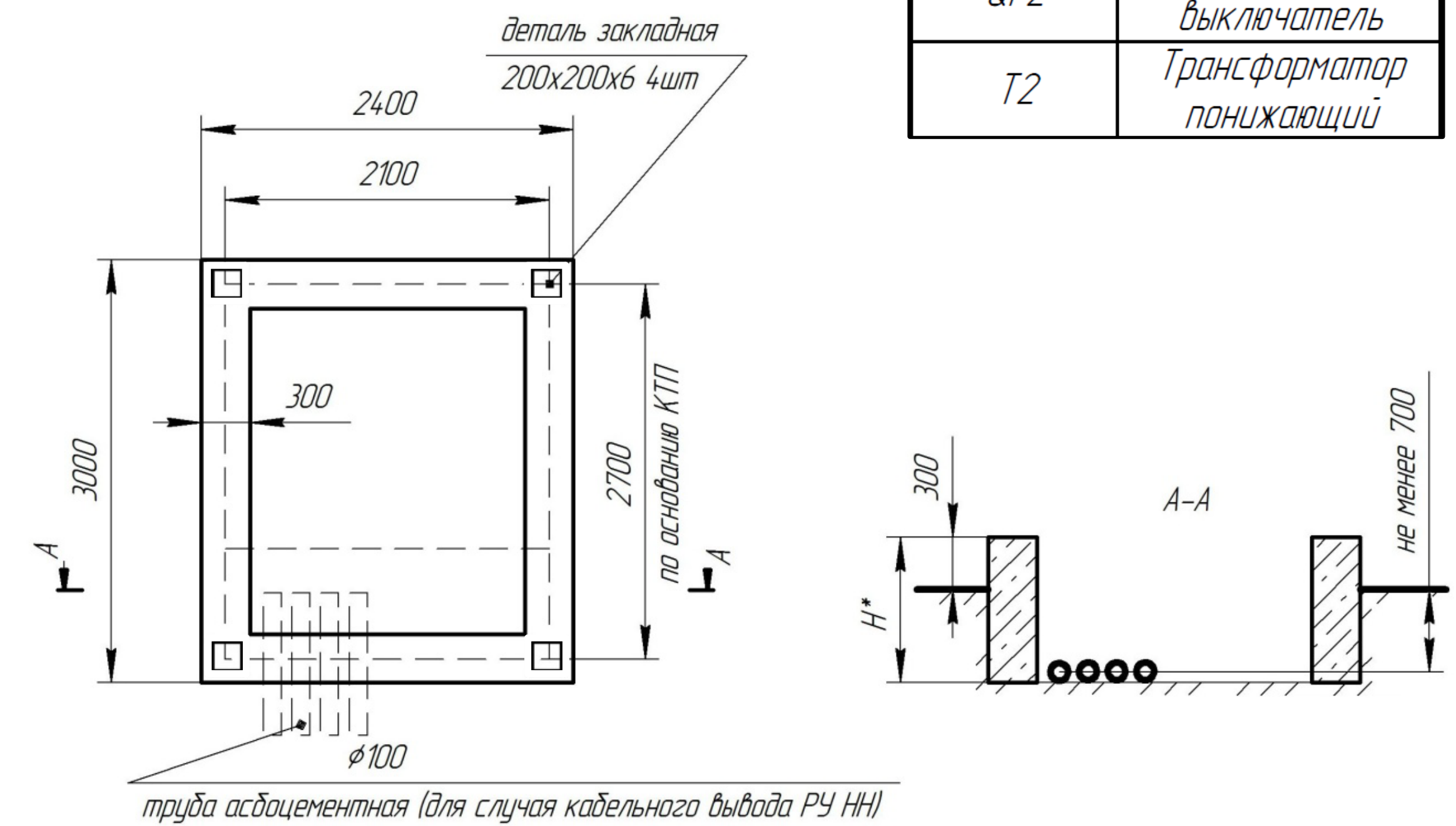
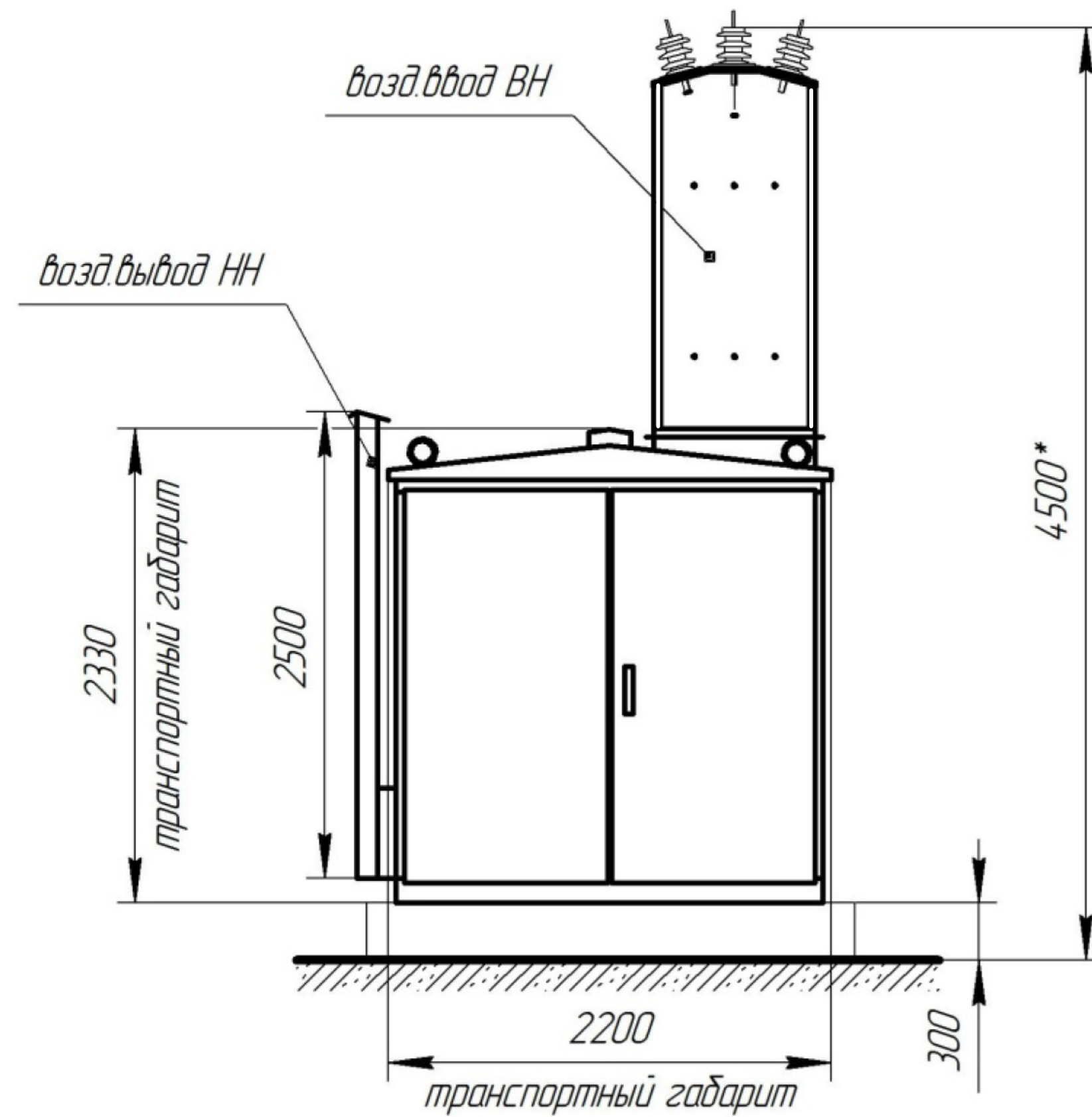
ВЧ – заградители: ВЗ-600-0,25 СМП-66/3-5,4 У1
Трансформаторы напряжения НАМИ-35
Ограничители перенапряжения ОПНн-35/550/40,5-10-III УХЛ1
Выключатели 35 кВ: С-35М-630-10АУ1, привод ПП-67 ВМД-35, привод ПЗ-11
Разъединители 35 кВ: РНДЗ-1(2)-35/1000УХЛ1
Вентильные разрядники: РВС-35
Ограничители перенапряжений 35 кВ: ОПНн-35/550/40,5-10-III УХЛ1

ВКР 14.4087.130302.Сх						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись			
Разраб.	Листов	Лист	Дата			
Проверил	Процесс	П.П.				
Н.Контр.	Ратченко А.Г.					
Утвержда	Савина Н.В.					
Однoliniная схема ПС «Среднебелая»				Литера	Масса	Масштаб
				у		
Реконструкция системы электроснабжения западной части села Среднебелая в Ивановском районе Амурской области				Лист 3	Листов 6	

Однолинейная схема киосковой КТПН-250/10/0,4



Позиция	Наименование
QS1	Разъединитель линейный
FV1-FV3	Разрядник
QS2	Разъединитель
FU1-FU3	Предохранитель
T1	Трансформатор силовой
FV4-FV6	Ограничитель перенапряжений
QS3	Рубильник
TA1-TA3	Трансформатор тока
PI	Счетчик
QS4, QS6	Рубильник
QS5, QS7	Рубильник
BL	Фотореле
QF1	Автоматический выключатель
QF2	Автоматический выключатель
T2	Трансформатор понижающий

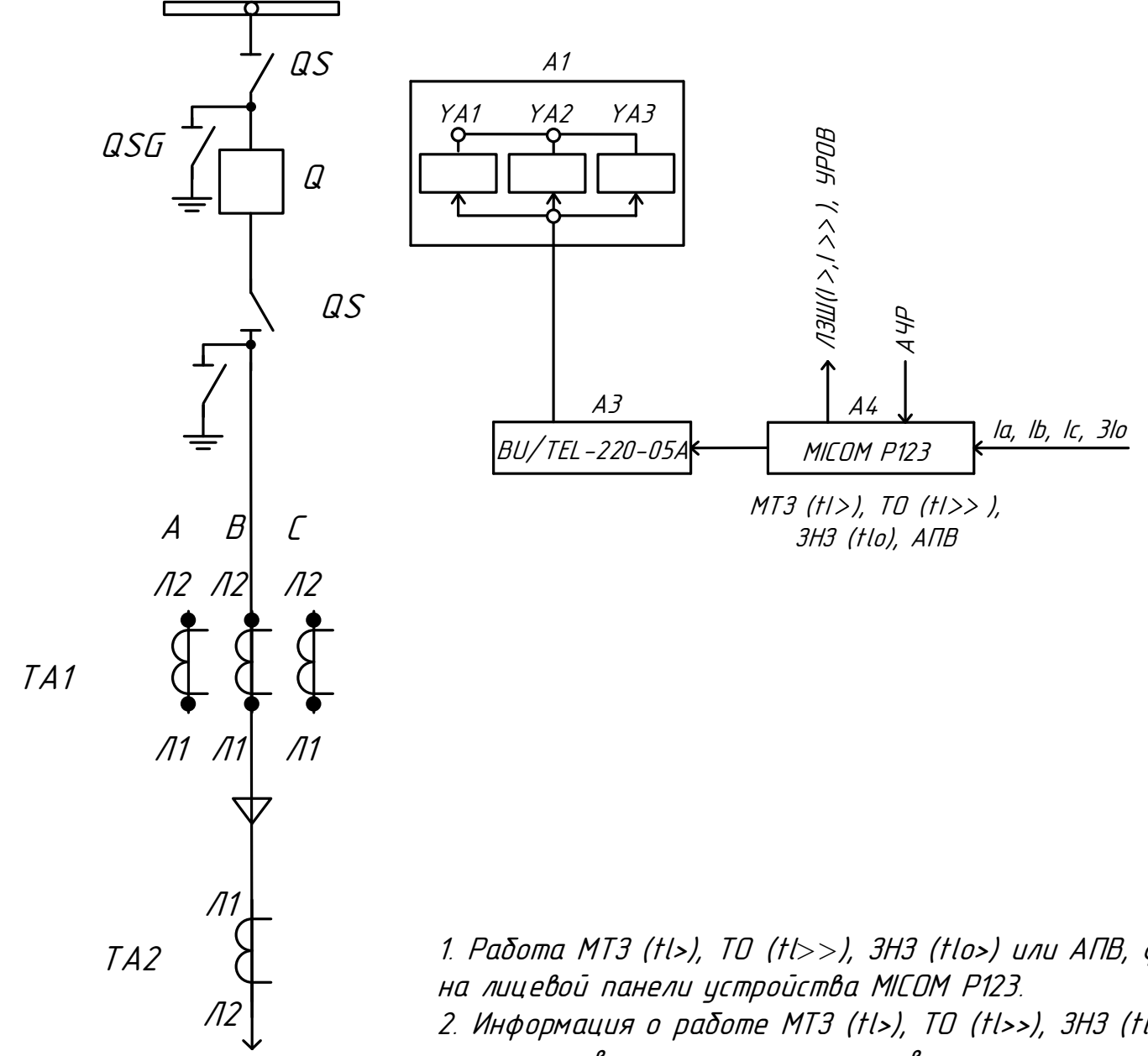


ВКР.14.4.087.130302.Сх					Литера			Масса			Масштаб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	д									
Разраб.	Ананьев С.А.													
Провер.	Проценка П.П.													
Н.Контр.	Раточева А.Г.				Лист 4									Листов 6
Утвержд.	Савина Н.В.				АМГУ									Кафедра энергетики

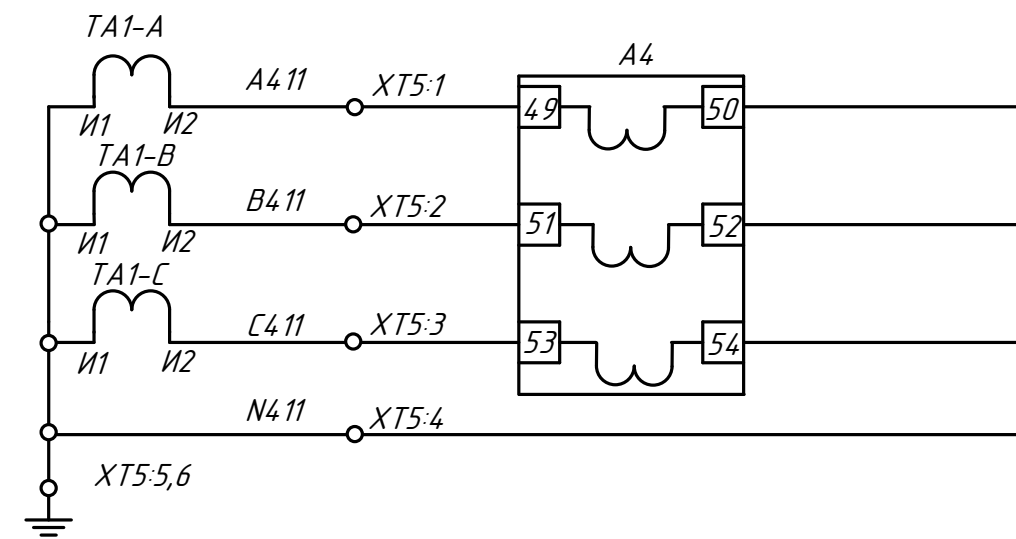
Габаритные размеры и однолинейная схема КТПН-250/10/0,4 киоскового типа на ТП 14-8

Реконструкция системы электроснабжения западной части села Средневоля в Ивановском районе Амурской области

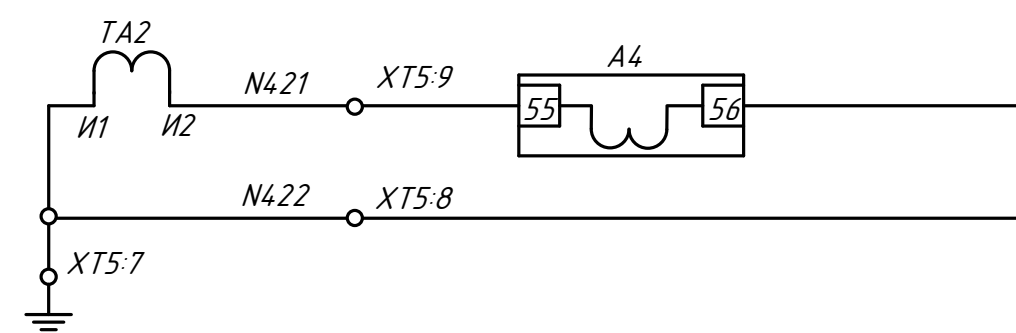
Шины 6(10) кВ 1(2) секции



1. Работа МТЗ (I>), ТО (I>>), ЗНЗ (I<0>) или АПВ, фиксируется светодиодами на лицевой панели устройства MICOM P123.
2. Информация о работе МТЗ (I>), ТО (I>>), ЗНЗ (I<0>), УРОВ, АПВ, АЧР, положении выключателя и неисправности защиты передается по локальной сети.
3. По желанию заказчика на реле можно ввести защиты от перегрузки, минимального тока, МТЗ по току обратной последовательности, обнаружения обрыва провода.



Токовые цепи токовой отсечки, максимальной токовой защиты, ЛЗШ, УРОВ и измерений



Токовые цепи защиты от замыканий на землю (ЗНЗ)

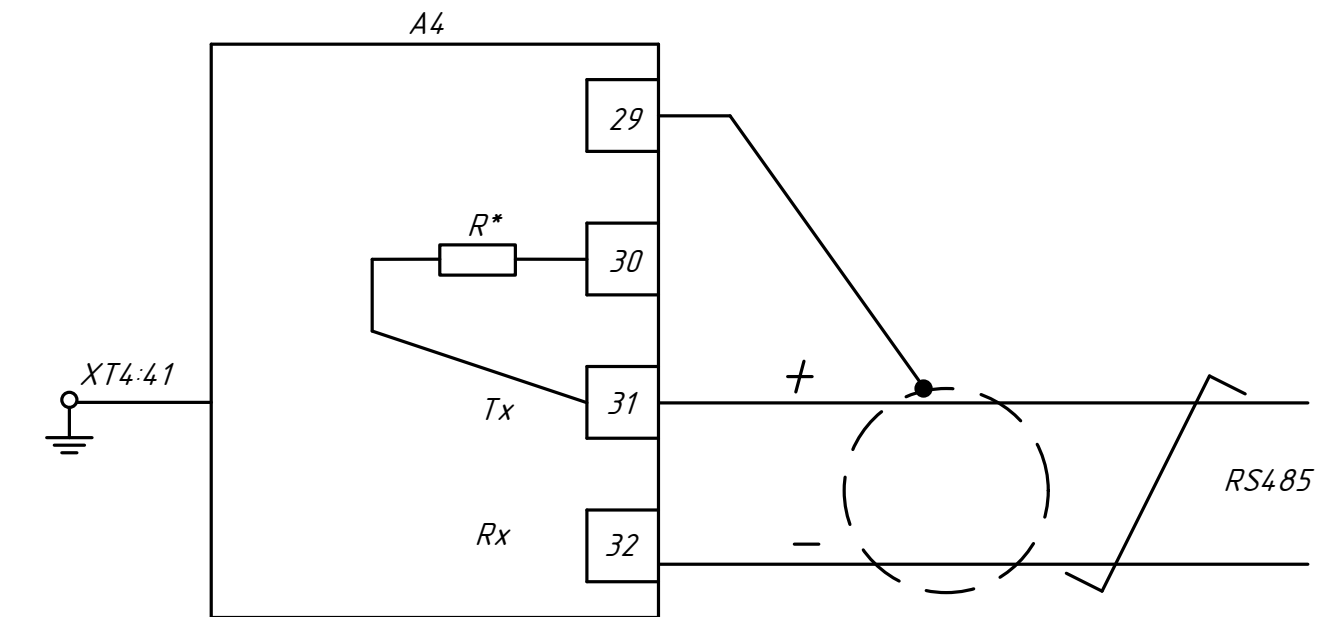
Функции входных цепей реле MICOM P123

- L1-фиксация включенного положения выключателя;
- L2-входная цепь отключения при АЧР и пуска ЧАПВ при возврате АЧР;
- L3,L4,L5-резерв.

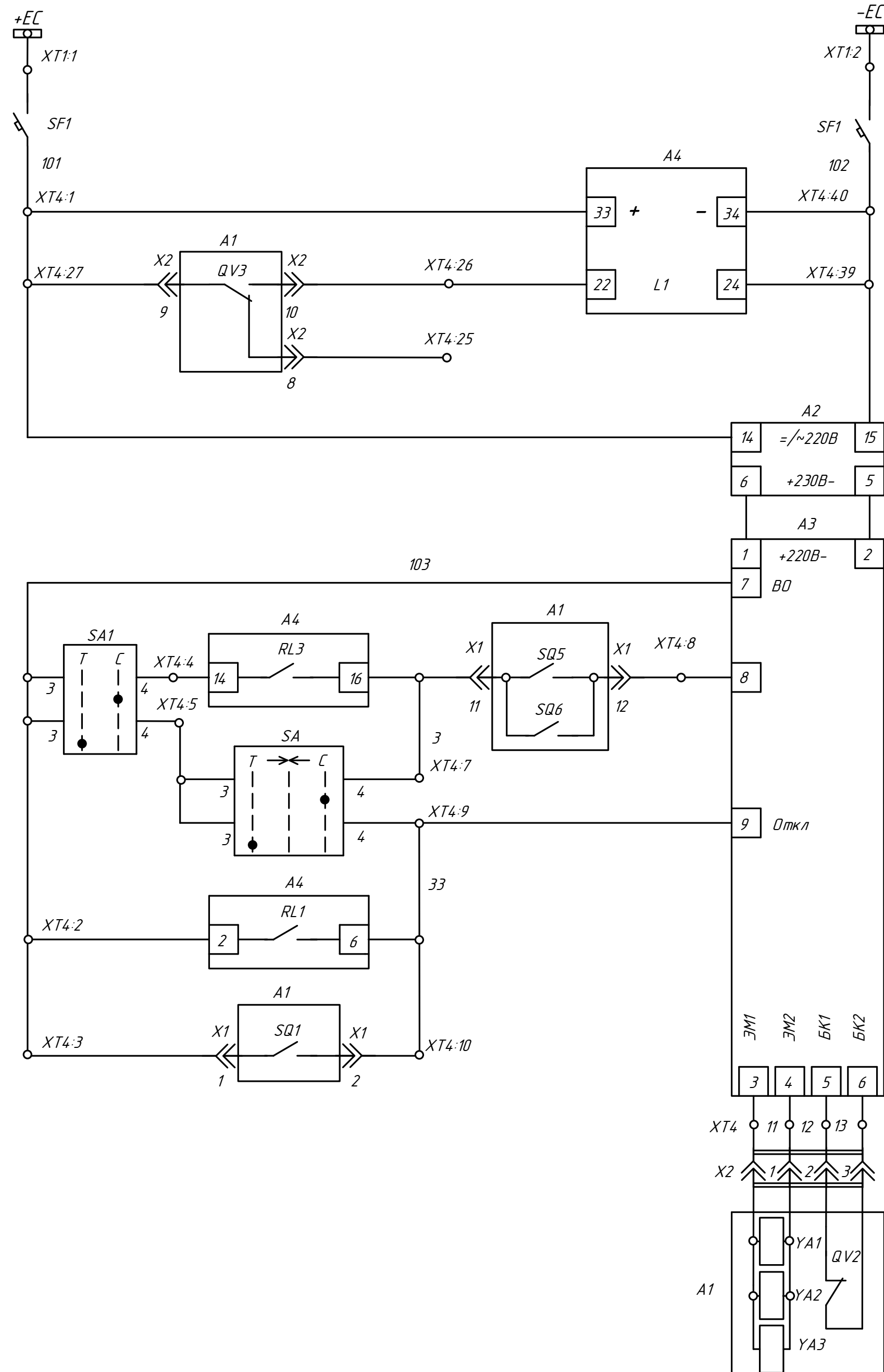
Функции выходных реле MICOM P123

- RL1-отключение от максимальной токовой защиты (I>), токовой отсечки (I>>), АЧР и по логической сети;
- RL2-сигнал аварийного отключения выключателя (вход МТЗ (I>), ТО (I>>), УРОВ и АЧР);
- RL3-включение выключателя по локальной сети;
- RL4-выход пускового органа первой ступени МТЗ (I>) и ТО (I>>)-логическая защита шин;
- RL5-выход пускового органа первой ступени МТЗ (I>) и ТО (I>>)-логическая защита шин;
- RL6-выход УРОВ;
- RL7-выход УРОВ;
- RL8-резерв.

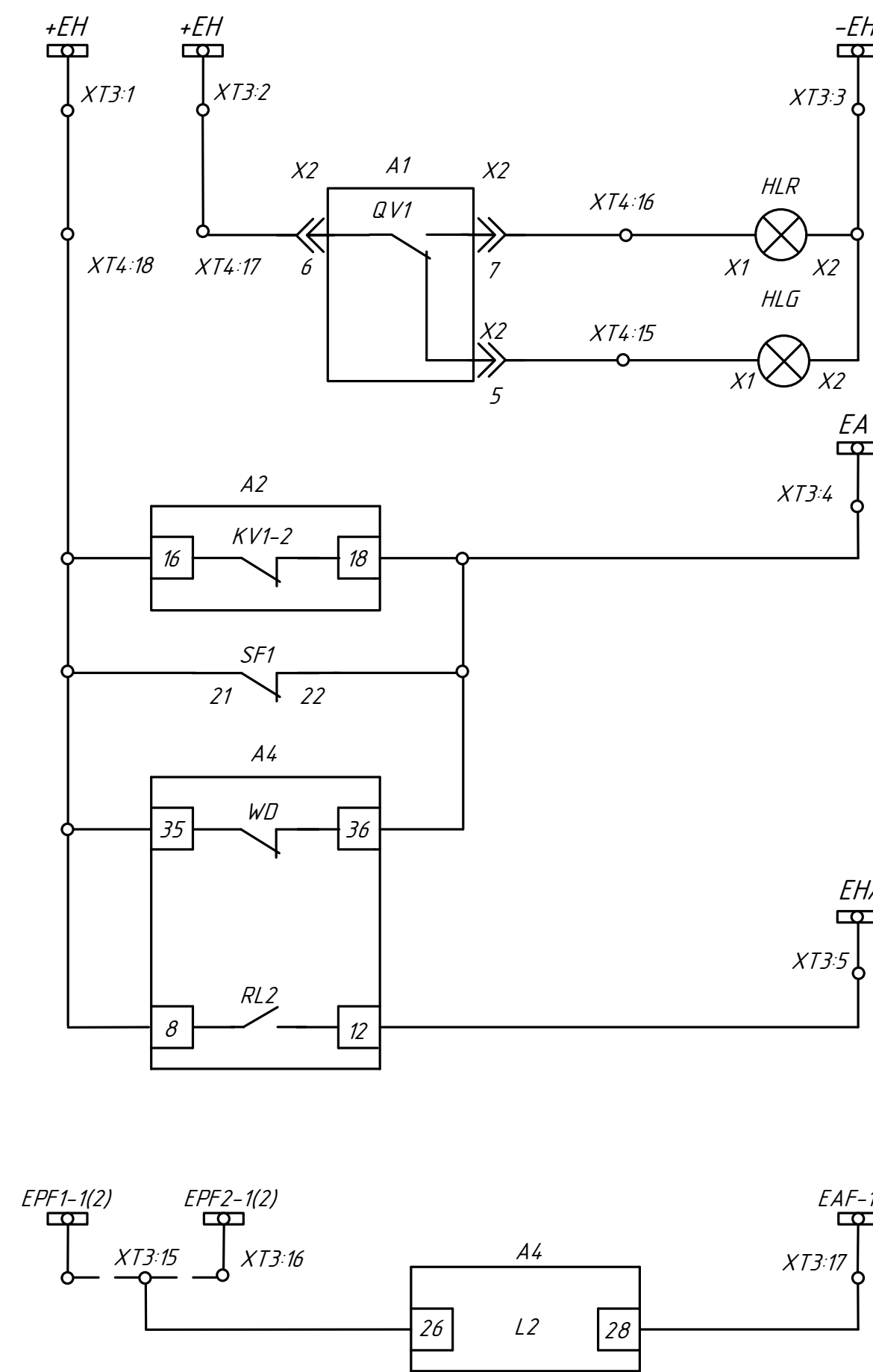
Схема подключения интерфейса линии связи к MICOM P123



1. Резистор R* устанавливается на последнем из всех, подключенных к сети устройств (соединяются клеммы 30 и 32).
2. Экран кабеля (витая экранированная пара) заземляется в одной точке, возле кондентора RS232/RS485.



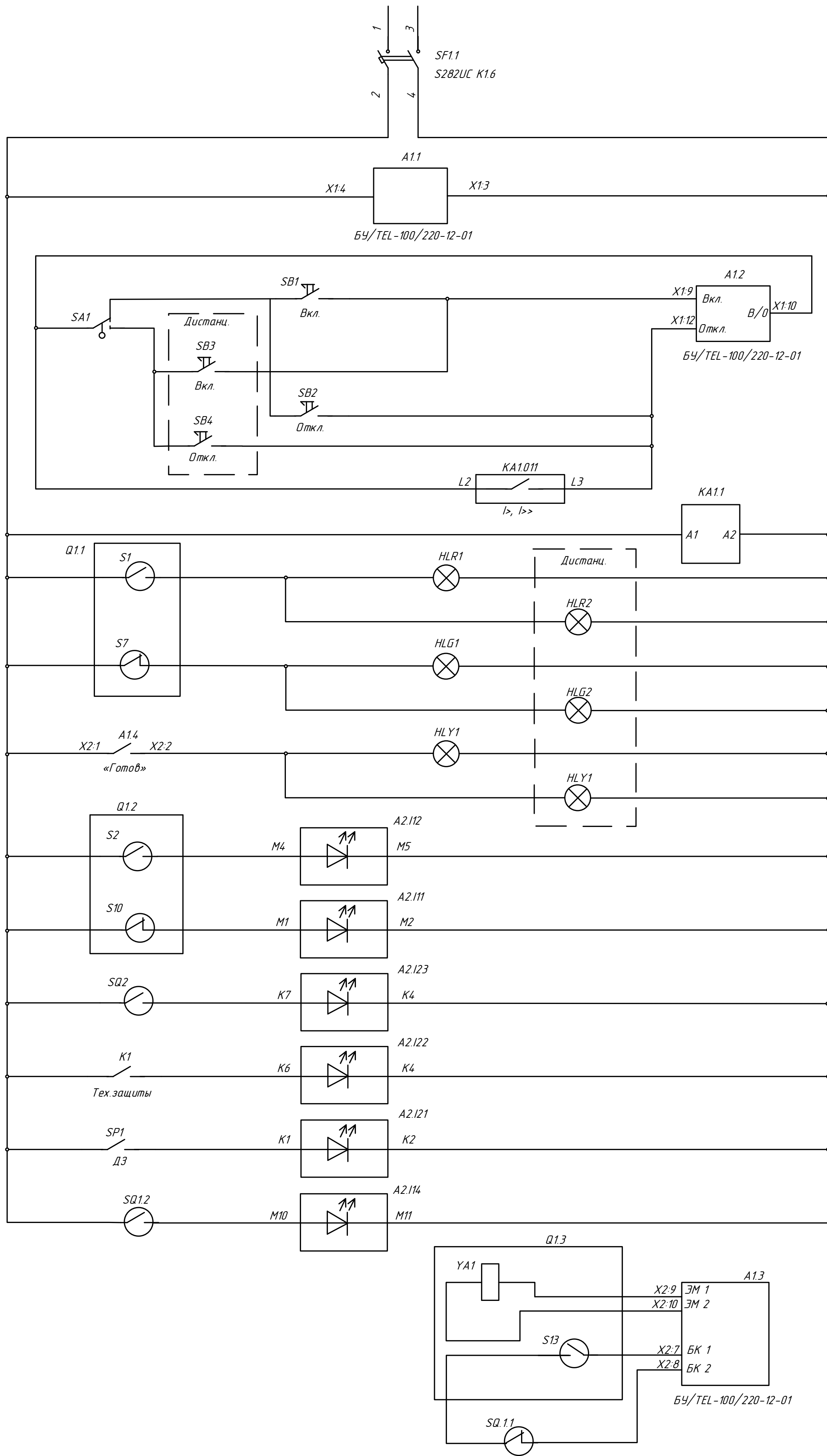
- Шинки управления и автоматический выключатель
- Цепи питания защиты
- Фиксация включенного положения выключателя
- Блок питания
- Цепи питания блока управления выключателя
- Цепи включения
 - По локальной сети, от АПВ и ЧАПВ
 - Оперативное
 - Оперативное
- Цепи отключения
 - От МТЗ, ТО, АЧР и по локальной сети
- Привод выключателя



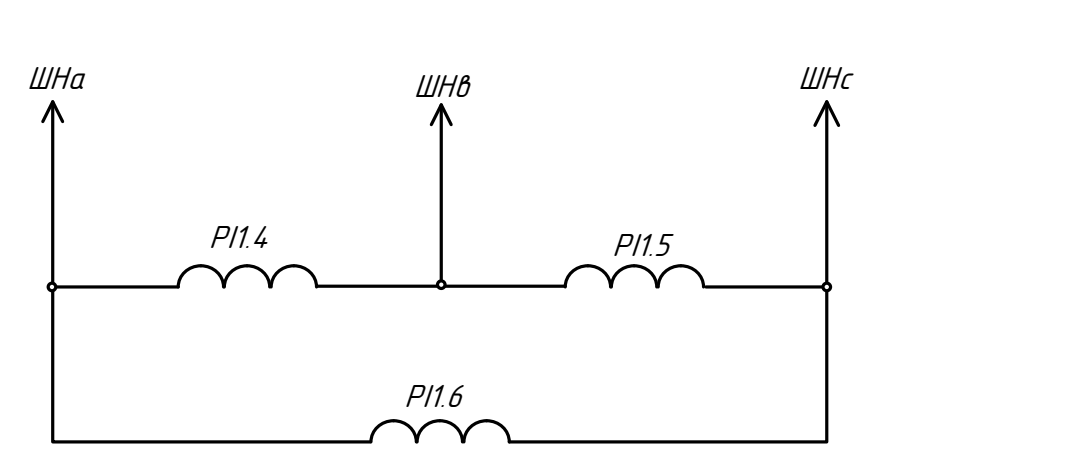
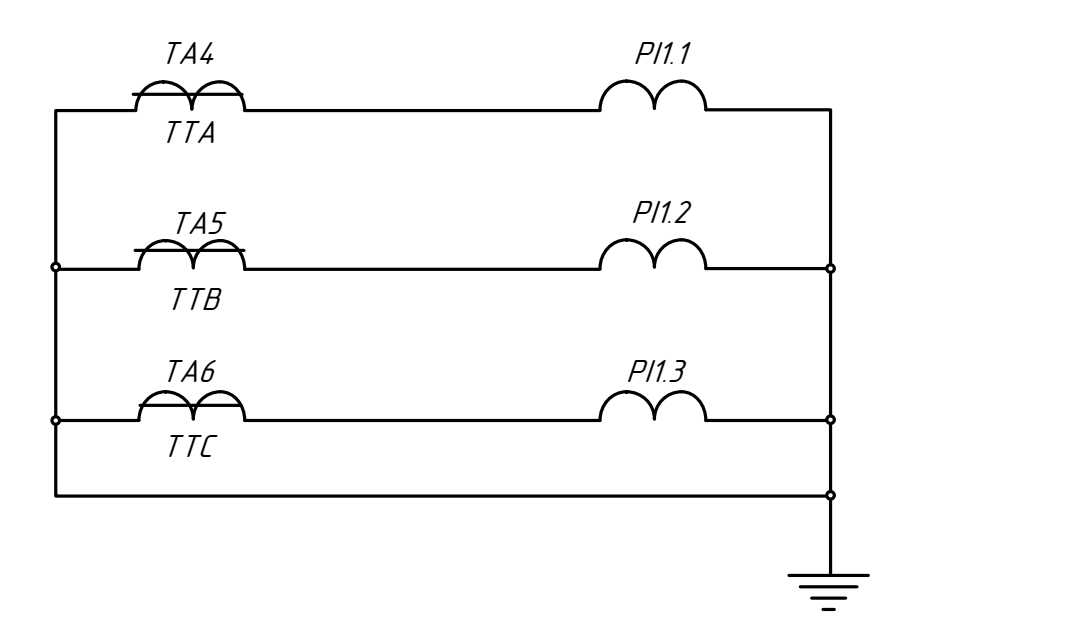
- Шинки сигнализации
- Индукция положения «включено»
- Индукция положения «отключено»
- Цепи сигнализации
 - Неисправность блока питания
 - Отключен автомат цепей управления
 - Аварийное отключение выключателя (RL2-только при отсутствии локальной сети)
- Шинки АЧР
 - Отключение при АЧР и выполнение ЧАПВ после возврата АЧР

Поз. обознач.	Расшифровка	
A1	Привод выключателя и разъединителя-заземлителя	
A2	Блок питания	
A3	Блок управления	
A4	Реле защиты MICOM P123	
QV1-QV6	Блок-контакты привода выключателя	
SQ1, SQ2	Блок-контакты рукоятки доступа к разъединителю-заземлителю привода выключателя	
SQ13-SQ6	Блок-контакты привода разъединителя	
SF1	Автоматический выключатель АBB	
HLR	Лампа накаливания АBB SK 616 003-A+КСВН-00;	
HLG	Лампа накаливания АBB SK 616 003-A+КСВН-00;	
X1, X2, X3	Соединители: штырь WAGO 231-612/019-000, гнездо WAGO 231-112/037-000	3
TA2	Трансформатор тока ТЗММ	1
TA1-A, TA1-B, TA1-C	Трансформатор тока ТПВ-Р	3
SA1	Переключатель АBB на два фиксированных положения	1
SA	Переключатель АBB на три положения с возвратом в среднее	1
XT1, XT3 (1-17)	Клемная колодка WAGO 280-622	19
XT4 (1-40)	Клемная колодка WAGO 279-621	40
XT5 (1,2,3,9)	Клемная колодка WAGO 282-131	4
XT5 (6,7)	Клемная колодка WAGO 282-135	2
XT5 (4,5,8)	Клемная колодка WAGO 282-133	3
XT4 (41)	Клемная колодка WAGO 279-687	1

ВКР.14.087.130302.Сх				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		
Разраб.		Линейка С.А.				
Провер.		Протокол П.П.				
Н. контр.	Ротчева А.Г.					
Утверд.	Соболева Н.В.					
Реконструкция системы электроснабжения западной части сети Среднеголетия в Ивановском районе Амурской области				Лист 5	Листов 6	
				АМГУ Кафедра Энергетики		

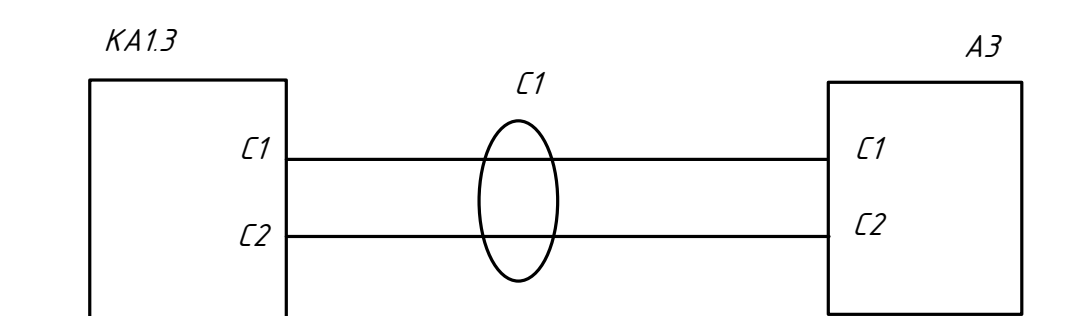


Автомат оперативного питания	
Цепи питания блоками управления	
Местное включение	
Цепи управления блоками управления	
Местное отключение	
Дистанционное отключение	
Отключение от токовых защит	
Цепи питания токового реле защиты	
Дистанционная	Сигнализация «Включено»
Местная	Сигнализация «Включено»
Местная	Сигнализация «Отключено»
Дистанционная	Сигнализация «Отключено»
Местная	Сигнализация «Готово»
Дистанционная	Сигнализация «Готово»
Вход положения «Включено»	
Вход положения «Отключено»	
Вход положения шинного разъединителя (если есть)	
Вход контактов технологических защит	
Вход датчика дуговой защиты	
Промежуточное положение тележки или линейный разъединитель (если есть)	
Соединение блока управления и выключателя	

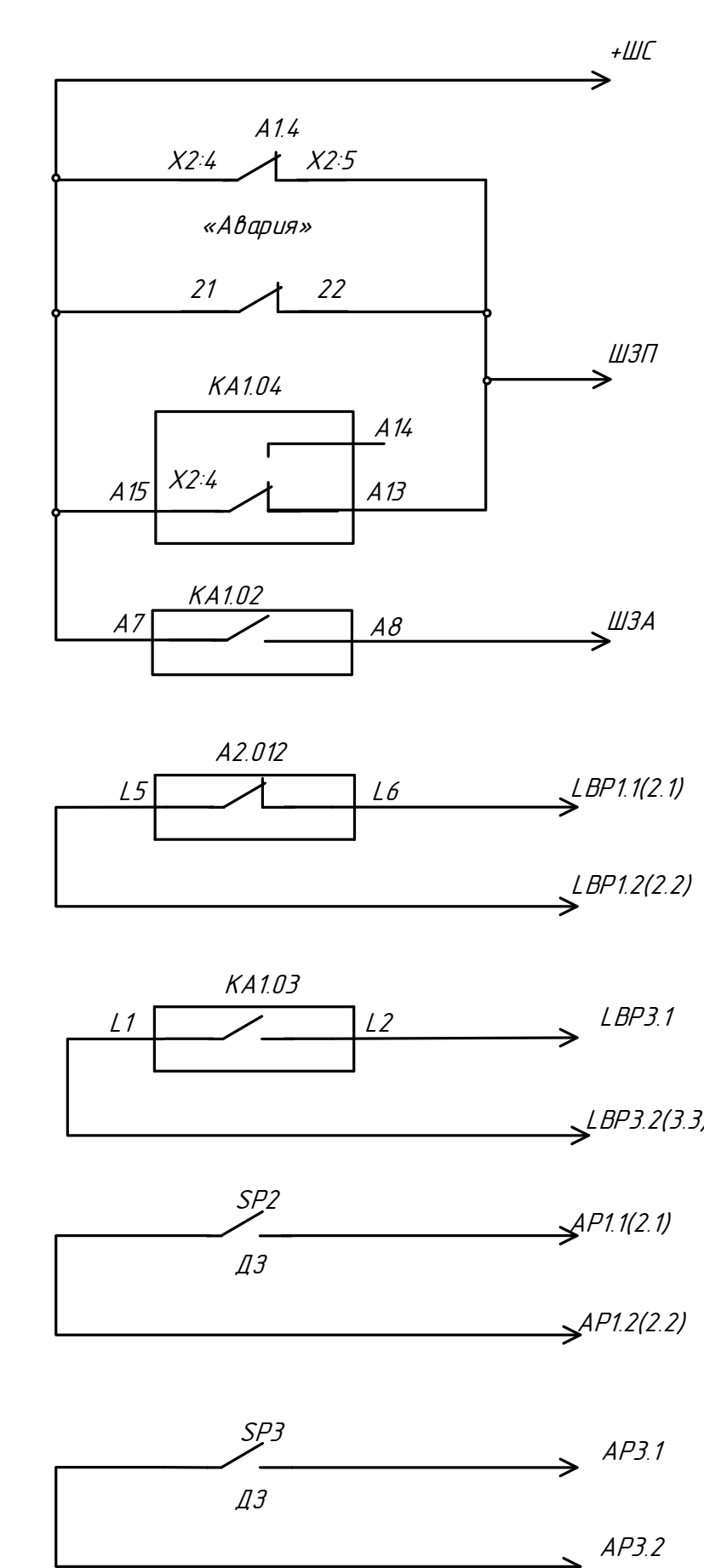


Цель	Конт.
ТТАк	В1
ТТВк	В2
ТТСк	В3
ТТАн	В4
ТТВн	В5
ТТСн	В6
ТТОН	А19
ТТОк	А18

Серам Т20



Цепи тока	Цепи учета
Цепи напряжения	
Цепи тока РЗА	
Связь с верхним уровнем	



Шинки сигнализации	Контакты, отдаваемые в другие цепи
Неисправность блока управления	
Автомат отключен	
Неисправность SEPAM	
Аварийное отключение	
Шинки ЛЭШ ввода	
Шинки ЛЭШ секционного выключателя	
Шинки ЭДЗ вводного выключателя	
Шинки ЭДЗ секционного выключателя	

ВКР.14.4087.130302.Сх					Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛительств 6/10 КВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕЛЕ ЗАЩИТ СЕРИИ SEPAM 1000+	д	
Разраб.	Ананьев С.А.						
Провер.	Проценка П.П.						
Н.Контр.	Ратаева А.Г.				Лист 6	Листов 6	
Утвержд.	Савина Н.В.				АМГУ		Кафедра энергетики
Реконструкция системы электроснабжения западной части села Средневоля в Ивановском районе Амурской области							