

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
Профиль – Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

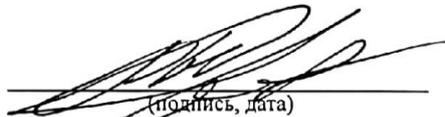

Н.В. Савина
«19» 06 2018 г.



БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции напряжением 110 кВ Михайловка

Исполнитель
студент группы 442 об1


(подпись, дата)

Р.Н. Руденко

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант по разделу
Безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук


18.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Руденко Романа Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции 110 кВ Михайловка

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 21 июня 2018 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта рассматриваемого района, Анализ существующей подстанции „Михайловка“

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1) Анализ исходных данных. 2) Разработка вариантов реконструкции. 3) Расчет токов КЗ. 4) Выбор электрооборудования. 5) Расчетная защита. 6) Надежность подстанции. 7) Безопасность и экологичность подстанции.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей, 19 таблиц, 3 продукта программного обеспечения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Липенко С.О. (консультант по ВКР), Булахов А.Б. (консультант по БЖД)

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. доцент,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Кандидат техн. наук.

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

1.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с., 7 рисунков, 19 таблицы, 18 источников, 3 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА,
ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ,
РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции и модернизации подстанции «Михайловка» напряжением 110/35/10 кВ.

Цель работы – предложить варианты выполнения реконструкции подстанции и подробно разработать наиболее оптимальный из них. В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач. Работе над окончательным планом реконструкции предшествует технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является описание и расчет релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты подстанции. Затем произведены оценка и расчет надежности реконструируемой подстанции. Завершающим этапом работы является рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Анализ исходных данных	10
1.1 Характеристика рассматриваемого района	10
1.2 Анализ существующей подстанции «Михайловка»	11
2 Разработка вариантов реконструкции	13
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	16
4 Выбор электрических аппаратов	21
4.1 Выбор выключателей	22
4.2 Выбор разъединителей	33
4.3 Выбор трансформаторов напряжения	36
4.4 Выбор и проверка шин	40
4.5 Выбор изоляторов	45
4.6 Выбор ОПН	49
4.7 Выбор аккумуляторных батарей	52
4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	54
5 Релейная защита и автоматика	55
5.1 Релейная защита силового трансформатора	55
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	58
5.1.2 Максимальная токовая защита	60
5.1.3 Защита от перегрузки	62
5.1.4 Газовая защита	63
5.2 Автоматика на ПС Михайловка	64
6 Надежность подстанции	67
7 Безопасность и экологичность подстанции	70
7.1 Обеспечение безопасности	70
3.1.1 Определение параметров контура заземления	73
3.1.2 Расчет молниезащиты подстанции	78

3.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	81
3.1.4 Пожарная безопасность	86
7.2 Обеспечение экологичности	89
Заключение	92
Библиографический список	93
Приложение А Расчет токов короткого замыкания	95
Приложение Б Расчет надежности	99
Приложение В Расчет молниезащиты подстанции	109

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ – аккумуляторные батареи

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ - комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) является заключительным этапом освоения студентом специальности и позволяет определить результат его обучения по данному направлению.

Данная работа включает в себя выполнение расчетов по всему спектру изученных дисциплин, в частности:

- обоснование и анализ предлагаемых инженерных решений;
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- расчет и анализ надежности подстанции;
- организация технической и пожарной безопасности;

Темой данной выпускной работы является реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка, которая расположена в Михайловском районе Амурской области.

Актуальность темы объясняется тем, что существующая схема ОРУ-110 кВ «одна несекционированная система шин» не обеспечивает надежной эксплуатации ПС и транзит мощности по линиям 110 кВ, так как любое повреждение выключателей присоединений 110 кВ или на сборных шинах 110 кВ ПС вызывает перерыв в электроснабжении ПС и в транзите мощности.

А также на ПС «Михайловка» установлен один трансформатор мощностью 10 МВА и один трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Для того, чтобы:

- 1) Не происходило повышение нагрузки в сети, превышающей мощность основного трансформатора.
- 2) Осуществлялась безопасная эксплуатация трансформаторов, так

как вероятность отказа сразу 2 тр-ров чрезвычайно мала.

- 3) Выводить трансформатор в ремонт без переключения всей нагрузки на трансформатор меньшей мощности.
- 4) Выполнить условия работы трансформаторов, подключенных параллельно.

нужно установить еще один трансформатор мощностью 10 МВА.

Целью работы является поиск и подробная разработка оптимального варианта реконструкции подстанции «Михайловка». В процессе работы над данной темой решается определенный ряд задач. Начальным этапом является разработка возможных вариантов реконструкции и модернизации. Далее следует их технико-экономическое сравнение, необходимое для выбора наилучшего из предложенных вариантов. К основной части относится расчет токов короткого замыкания, а также номинальных рабочих токов, необходимых для дальнейшего выбора основного оборудования. К данному оборудованию относятся выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, шинные конструкции и изоляторы, ячейки КРУ. Необходимо произвести описание и расчет релейной защиты на подстанции. Важным пунктом является разработка заземления и молниезащиты на подстанции. После выполнения данных пунктов необходимо произвести оценку и расчет надежности работы оборудования.

Завершающей задачей является обеспечение безопасности и экологичности на подстанции, а именно: организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность при эксплуатации и выполнении различных работ, пожарная безопасность, охрана труда, а также защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом и элегазом.

Исходными данными к работе является карта и схема развития сетей 35-500 кВ Амурской области на период до 2020 года (с учетом перспективы до

2025 года), а также результаты расчета токов короткого замыкания для данной схемы.

В процессе разработки вариантов реконструкции используется главная схема и паспорт подстанции «Михайловка», где представлен перечень установленного оборудования. Для выбора новых аппаратов и конструкций приведена климатогеографическая характеристика района расположения подстанции.

Таким образом, решение поставленных в данной работе задач должно полностью отразить, а также закрепить полученные в ходе обучения знания и навыки, необходимые инженеру в его дальнейшей трудовой деятельности.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее программное обеспечение:

- Microsoft office word
- MathCad
- Microsoft office visio

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1 Характеристика рассматриваемого района

Знание климатогеографических условий района, в котором расположена подстанция очень важен, так как от этого во многом зависит выбор оборудования, а также его надежность и долговечность.

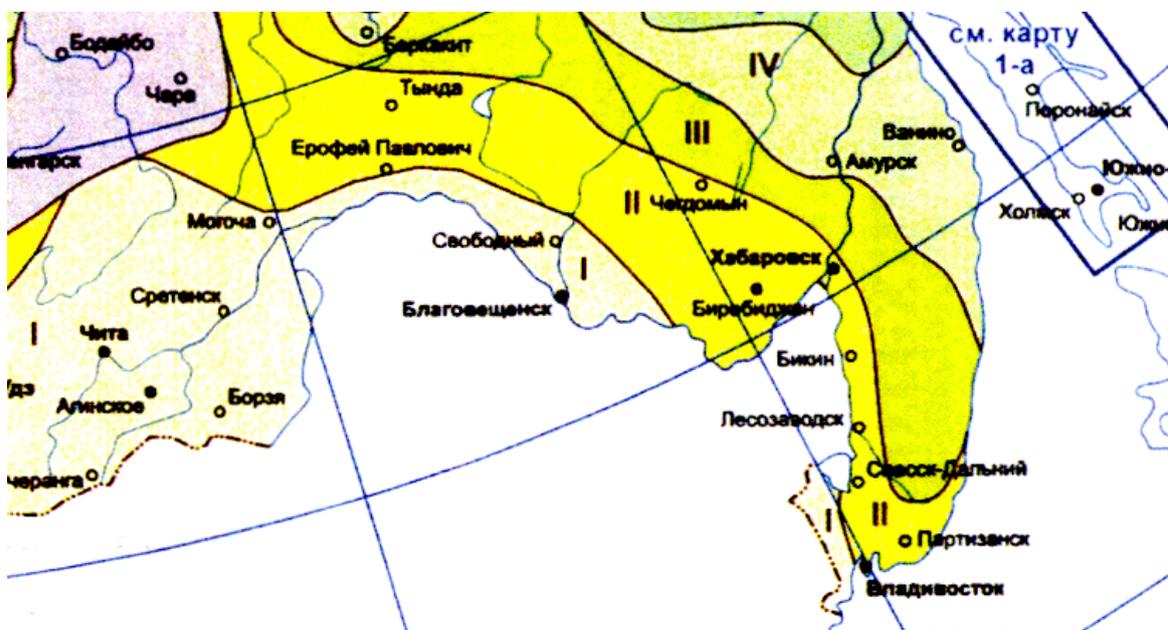


Рис. 1 - карта климатического районирования

Согласно карте климатического районирования, СНиП 23-01-99 территория относится к климатическому подрайону 1А.

Климат Амурской области определяется ее географическим положением и равнинностью рельефа.

В целом, климат области резко континентальный, с теплым летом и суровой продолжительной зимой, с поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Краткая характеристика климата приведена по данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и материалам многолетних наблюдений метеостанции Благовещенск

Климатические условия района строительства:

- район по снегу - I;
- район по ветру - III;

- район по толщине стенки гололеда – III
- район по продолжительности гроз - от 60 до 80 часов;
- район по пляске проводов - умеренный; - среднегодовая температура - минус 1,2°C;
- абсолютная минимальная температура воздуха - минус 48°C.
- температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 - минус 40°C.
- преобладающее направление ветра в зимний период - северо-западный;
- средняя скорость ветра в зимний период - 2,9 м/с;
- количество осадков за период ноябрь-март - 73 мм
- абсолютная максимальная температура - плюс 40 °С;
- температура наиболее теплых суток обеспеченностью 0,95 - плюс 28,3°C;
- температура воздуха в теплый период обеспеченностью 0,95 - плюс 27 °С;
- преобладающее направление ветра в летний период - южное.
- средняя скорость ветра в летний период - 3,1 м/с
- количество осадков за период апрель-октябрь - 481 мм

1.2 Анализ существующей подстанции «Михайловка»

ПС 110/35/10 кВ «Михайловка» представляет собой 2-х трансформаторную подстанцию.

Питание ПС выполнено на напряжение 110 кВ по воздушным линиям 110 кВ.

Всего к ПС подходит три ВЛ-110кВ, в т.ч. ВЛ-110кВ РГРЭС, ВЛ-110кВ Поярково, ВЛ-110кВ Тамбовка.

От ПС «Михайловка» для электроснабжения потребителей на напряжение 35кВ отходят ВЛ- 35кВ Трудовое, ВЛ-35кВ Ильиновка, ВЛ-35кВ Поярково.

От ПС «Михайловка» выполняется электроснабжение потребителей на 10 кВ по воздушным линиям ВЛ-10 Ф-15, ВЛ-10кВ Ф-16, ВЛ-10кВ Ф-17, ВЛ-10кВ Ф-18, ВЛ-10кВ Ф-19.

Открытое распределительное устройство на напряжение 110 кВ ПС выполнена по схеме «Одна несекционированная система шин». На

присоединениях ВЛ-110 кВ и силовых трансформаторов установлены выключатели масляные МКП-110М-630/10.

Открытое распределительное устройство на напряжение 35 кВ выполнено по нетиповой схеме «Одна секционированная разъединителями система шин».

Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме № 10-9 «Одна секционированная выключателем система шин» с применением ячеек КРУ внутренней установки. В ячейках КРУ применены масляные выключатели ВМГ-133 и ВМП-10.

Существующие шкафы автоматики, РЗА, КРУ-10кВ размещены в кирпичном здании. 1-я секция ЗРУ-10кВ выполнена в основном здании. 2-я секция ЗРУ-10кВ выполнена в кирпичном пристрое.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для обеспечения надежной эксплуатации ПС 110/35/10 кВ «Михайловка» и обеспечения транзита мощности были рассмотрены два варианта схем ОРУ-110кВ:

- Вариант 1: схема № 110-12,
- Вариант 2: схема № 110-9.

Схемы ОРУ-110 кВ приняты (согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008) - «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [1].

ОРУ-110 кВ, выполненное по схеме №110-12, имеет в своем составе 1 рабочую систему шин, состоящую из двух секций, секционированных выключателем, и обходную систему шин. Схема № 110-12 позволяет обеспечить работу силовых трансформаторов и присоединений 110 кВ при отказе выключателей или рабочей системы шин или их выводе в ремонт.

ОРУ-110 кВ, выполненное по схеме №110-9, имеет одну рабочую систему шин, секционированную выключателем, без обходной системы шин. Этот вариант схемы, позволяет обеспечить работу силовых трансформаторов и транзит электроэнергии при отсутствии напряжения на какой-либо из линий.

Обе рассматриваемые схемы имеют свои преимущества и недостатки:

- Схема №110-12 гарантирует более надёжное обеспечение потребителей электроэнергией, но имеет большее количество выключателей и разъединителей, что существенно увеличивает стоимость ОРУ. Для реализации схемы 110-12 на ПС «Михайловка» требуется 7 выключателей 110 кВ и 22 разъединителя 110 кВ.

В таблице 1 представлено какое оборудование нам необходимо, его количество и его стоимость, а также производители данного оборудования по схеме 110-12.

Таблица 1 - Стоимость основного оборудования по схеме 110-12

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель элегазовый 110 кВ	7 шт.	41 507 393	44 604 000
Разъединитель горизонтально-поворотный с ручным приводом	22 шт.	11 795 045	35 046 000
Трансформатор напряжения 110 кВ элегазовый	6 шт.	4 575 145	4 177 200
Итого		57 877 583	83 827 200

- Схема №110-9 гарантирует немного менее надёжное обеспечение потребителей электроэнергией, но в свою очередь, имеет и меньшее количество выключателей и разъединителей 110 кВ, что существенно снижает стоимость ОРУ. Для реализации схемы 110-9 на ПС Михайловка требуется 6 выключателей 110 кВ и 14 разъединителей 110 кВ

Таблица 2 - Стоимость основного оборудования по схеме 110-9

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
1	2	3	4
Выключатель элегазовый 110 кВ	6 шт.	35 577 766	38 232 000
Разъединитель горизонтально-поворотный с ручным приводом	14 шт.	7 505 938	22 302 000

Продолжение табл. 2

1	2	3	4
Трансформатор напряжения 110 кВ элегазовый	6 шт.	4 575 145	4 177 200
Итого		47 658 849	64 711 200

Исходя из приведённых выше сравнений схем ОРУ-110 кВ, для данного проекта, была выбрана схема №110-9, как наиболее оптимальная по степени надёжности электроснабжения и стоимости основного оборудования ОРУ-110кВ.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета.

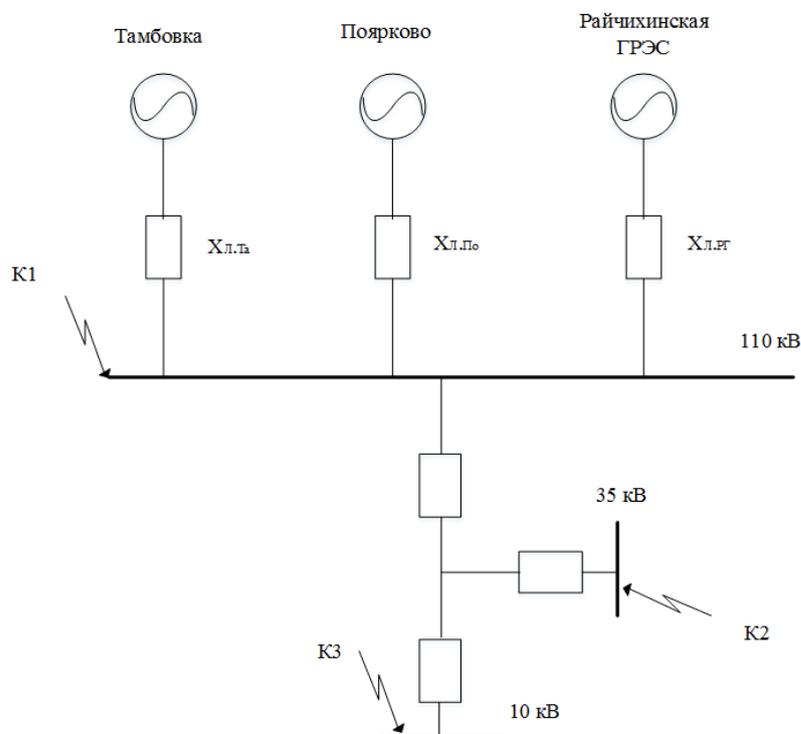


Рис.3 – Схема замещения подстанции

В практических расчетах часто выполняется приблизительное сокращение, что позволяет получить приближенную схему замены намного быстрее и легче. В то же время устанавливаются средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Предположим, что номинальные напряжения всех элементов (за исключением реакторов) этого этапа одинаковы и равны $U_{ср}$. Соотношение преобразований каждого трансформатора будет равно отношению тех шагов, к которым он подключается.

Исходные данные взяты из схемы развития Амурских электрических сетей на 2020 год. Поскольку схема имеет простую конфигурацию, более целесообразно вычислять в именованных единицах.

В качестве примера мы рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции 110 кВ (точка К1). Определим параметры элементов схемы замещения со стороны ПС Райчихинская ГРЭС:

Сопротивление линии, Ом:

$$x_{Л.РГ} = X_{АС-120} \cdot \frac{l_{Л.РГ}}{2}, \quad (4)$$

$$x_{Л.РГ} = 0,427 \cdot \frac{72}{2} = 15,372,$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{С.РГ} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С.РГ}}, \quad (5)$$

$$x_{С.РГ} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,8} = 83,$$

Суммарное сопротивление ветви «Райчихинская ГРЭС», Ом:

$$X_{\Sigma 1} = x_{Л.РГ} + x_{С.РГ}, \quad (6)$$

$$X_{\Sigma 1} = 15,372 + 83 = 98,372,$$

Аналогично определим сопротивления других ветвей, Ом:

$$x_{Л.По} = 0,434 \cdot 55,7 = 24,2 ,$$

$$x_{С.По} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,9} = 74 ,$$

$$X_{\Sigma 2} = 24,2 + 74 = 98,2 ,$$

$$x_{Л.Та} = 0,427 \cdot 62,75 = 26,8 ,$$

$$x_{Л.Та} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,8} = 36,9 ,$$

$$X_{\Sigma 3} = 26,8 + 36,9 = 63,7 ,$$

Для составления расчетной схемы замещения для данной точки сведем все присоединения, от которых идет подпитка точки КЗ к стороне 110 кВ, обозначив э.д.с. и сопротивления отдельных ветвей.

Расчетная схема замещения для точки К1 примет вид:

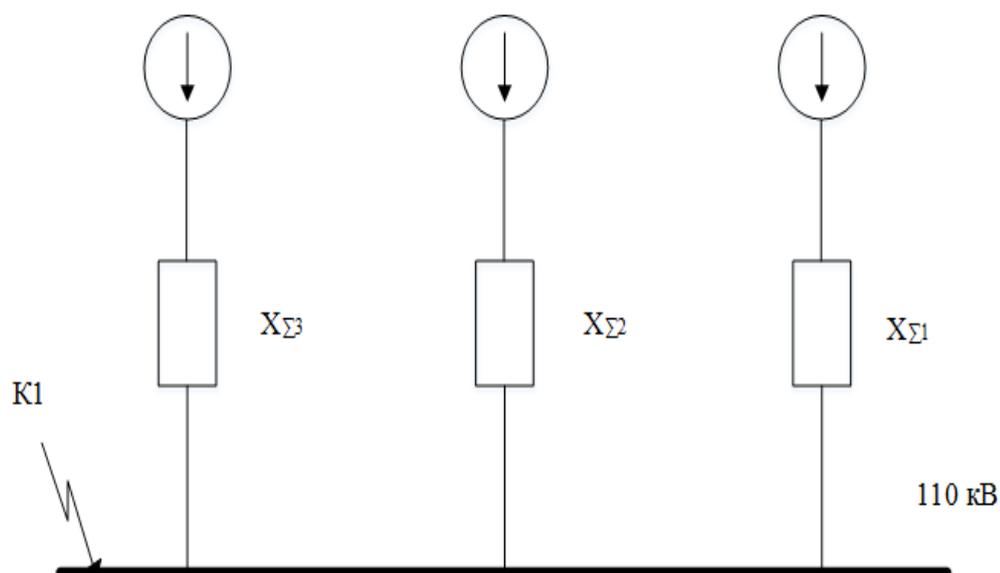


Рисунок 4 – Расчетная схема для точки К1

Ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС Михайловка будет равен:

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\Sigma 1}} + \frac{1}{X_{\Sigma 2}} + \frac{1}{X_{\Sigma 3}}}, \quad (7)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{98,372} + \frac{1}{98,2} + \frac{1}{63,7}} = 27,74 \text{ Ом.}$$

$$I_{п.0}^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (8)$$

$$I_{п.0}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 27,74} = 2,4 \text{ кА.}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п.0}^{(3)}, \quad (9)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,4 = 5,43 \text{ кА.}$$

Расчет для других видов КЗ, а также для других точек представлен в Приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{П,0}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П,0}^{(1)}$, кА
К-1 (на шинах 110 кВ)	2,4	5,43	3,66
Точка КЗ	$I_{П,0}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П,0}^{(1)}$, кА
К-2 (на шинах 35 кВ)	5,92	13,39	-
К-3 (на шинах 10 кВ)	12,27	31,57	-

Необходимо также рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Максимальный рабочий ток в ветвях линий определяем по суммарной трансформаторной мощности питаемых подстанций. Ток через секционный и обходной выключатели, согласно схеме, равен линейным. Токи в ветвях трансформаторов определим исходя из допустимой перегрузки:

$$I_{max110} = \frac{1,4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (10)$$

$$I_{max110} = \frac{1,4 \cdot 16300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ А.}$$

Токи в других ветвях СТ найдем аналогично, но без учета перегрузки:

$$I_{max35} = \frac{16300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 269 \text{ А.}$$

$$I_{max10} = \frac{16300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 941 \text{ А.}$$

Все необходимые для выбора рабочие токи представлены в таблице 3.

Таблица 4 – Максимальные рабочие токи в элементах подстанции

Место	Максимальные рабочие токи
Линейные выключатели 110 кВ	656
Линейные выключатели 35 кВ	330
Выключатели 110 кВ в ветвях СТ	120
Выключатели 35 кВ в ветвях СТ	269
Выключатели 10 кВ в ветвях СТ	941

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

При проектировании или реконструкции объектов электроэнергетики выбор электрооборудования является важным этапом, поскольку надежность всей станции или подстанции зависит от того, насколько хорошо сделан выбор, а также бесперебойного питания потребителей.

Все элементы электрической станции или подстанции электростанции должны работать надежно и произвольно долго в нормальных условиях и, кроме того, иметь достаточную термическую и динамическую стабильность в случае наиболее сильных коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, сборных шин, изоляционных конструкций и других элементов реакторной установки очень важно проверить соответствие их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным условиям, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны удовлетворять условиям нормального (долгосрочного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке устройства и токоведущих частей реактора на тепловую и динамическую долговечность для конструктивного типа неисправностей принимается трехфазное короткое замыкание.

Кроме того, следует учитывать внешние условия эксплуатации оборудования (температура, загрязнение атмосферы, высота и т. Д. И т. Д.), Так как для этих условий может потребоваться специальное оборудование с повышенной сопротивляемостью и безопасностью. Для этой цели были указаны характеристики местоположения подстанции.

При выборе любого оборудования рекомендуется использовать устройства одного производителя для лучшей совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбранного оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Определяющим фактором является соответствие выбранного оборудования выбранной схеме коммутационного устройства.

4.1 Выбор выключателей

Выключатели являются важнейшими коммутационными аппаратами и предназначены для включения и отключения электрических присоединений. Эти операции выключатели должны совершать в нормальном режиме, а также при коротких замыканиях.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверку выключателей произведем по следующим основным параметрам[2]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (11)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (12)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{до}^{(3)} \leq I_{отк,ном} \quad (13)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном}, \quad (14)$$

где $i_{a,ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

β_n – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$i_{a,\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,\epsilon}, \quad (15)$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{3,\min} = 0,01$ с;

$t_{c,\epsilon}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot e^{-\tau / T_a}, \quad (16)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Если условие $I_{\Pi 0}^{(3)} \leq I_{\text{отк,ном}}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} > i_{a,\text{ном}}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2} I_{\Pi 0}^{(3)} + i_{a,\tau}) \leq I_{\text{отк,ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right). \quad (17)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}, \quad (18)$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (19)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot k_y, \quad (20)$$

где k_y – ударный коэффициент.

Переключатели также проверяются на электродинамическое и термическое сопротивление.

Электродинамическая стабильность устройства называется его свойством противостоять действию тока короткого замыкания в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, что препятствует его дальнейшей работе.

Производители характеризуют номинальную прочность импульсов, рассчитанных на электродинамический резистор, в соответствии с которым будет понятно, что максимальный уровень гарантированно производителем будет составлять ток короткого замыкания, который устройство может выдерживать без механического отказа. Гарантированные значения тока короткого замыкания не должны превышать столько, сколько вы хотите. Для электродинамической устойчивости выключатель проверяется на предельные токи короткого замыкания:

$$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}, \quad (21)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (22)$$

Где $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термическая стабильность устройства называется его способностью выдерживать кратковременное тепловое воздействие тока короткого замыкания без повреждений, что препятствует дальнейшей работе.

Теплостойкость производителей оборудования характеризуется течением термической стабильности и временем ее прохождения.

Ток теплового сопротивления устройства представляет собой периодический ток (эффективное значение), установленный изготовителем на основе соответствующих тепловых расчетов и испытаний, как

от номинального параметра устройства. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение периода термической стабильности. Тепловое сопротивление выключателя проверяется тепловым импульсом тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (23)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{kA}^2\text{с}$;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, kA ;

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

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п.о.}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (24)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с .

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{отк,в}, \quad (25)$$

где $t_{р.з}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с ;

$t_{отк,в}$ – полное время отключения выключателя, с .

Выбор выключателей должен производиться в RU 110, 35 и 10 кВ. В качестве примера мы подробно обсудим выбор переключателей на стороне 110 кВ. Сравнение каталогов и расчетных данных для всех других коммутаторов приведено в таблицах ниже.

В настоящее время выключатели колонны или резервуара с газовой изоляцией являются обычными в классе напряжений 110 кВ и выше в связи с высокой электрической прочностью, а также высокой дуговой разрядностью газа SF₆.

На наружном распределительном устройстве 110 кВ были рассмотрены коммутаторы марки VEB-110 производства UETM (Екатеринбург) и ВТБ-110 производства ZETO (Великие Луки). Они имеют следующие преимущества:

- наличие встроенных трансформаторов тока с высокоточными классами

и характеристиками;

- возможность герметизации клемм вторичных обмоток трансформаторов для учета электроэнергии позволяет предотвратить несанкционированный доступ к измерительным цепям;

- комплект с пружинным приводом ППВ;

- использование двойных уплотнений в соединениях, а также «жидкостный затвор» в узле сборки подвижного вала. Естественный уровень утечки - не более 0,5% в год - подтверждается путем тестирования каждого коммутатора на заводе с использованием техники, используемой в космической технике;

- современные технологические и проектные решения и применение надежных компонентов, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм;

- высокая доступность на заводе, простая и быстрая установка и ввод в эксплуатацию;

- высокая коррозионная стойкость покрытий (горячего цинка), используемых для стальных конструкций автоматического выключателя;

- высокий ресурс переключения, установленный для каждого полюса, в сочетании с высоким механическим ресурсом, увеличенным сроком службы уплотнений и компонентов, обеспечивает при нормальных рабочих условиях не менее 25 лет срока службы до первого ремонта;

- автоматическое управление электрическими системами отопления и сигнализация об их правильной работе;

- возможность отключения токов нагрузки, когда избыточное давление газа в автоматическом выключателе потеряно;

- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении, равном 1,15 наивысшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в автоматическом выключателе;

- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;

- низкий уровень шума при срабатывании;

- высокие пожаро- и взрывобезопасность [3].

Выключатель ВЭБ-110 кВ имеет следующие параметры:

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	40
Наибольший пик тока включения, кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения	40
Наибольший пик сквозного тока короткого замыкания, кА:	102
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА	40
Ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	7
Собственное время отключения, сек	0,035
Полное время отключения, сек	0,055
Собственное время включения, сек, не более	0,07
Количество встроенных трансформаторов тока для приборов измерения и учета электроэнергии и для приборов релейной защиты на полюс, шт.	До 8
Номинальный первичный ток трансформаторов тока, А	от 100 до 2500
Номинальный вторичный ток трансформаторов тока, А	5 или 1
Классы точности трансформаторов тока:	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 5P; 10P

Выключатель ВТБ-110 кВ имеет аналогичные параметры. Наибольшее отличие рассмотренных выключателей - это исполнение. Для выключателей

ВТБ исполнение однополюсное (каждый полюс выключателя в своем баке), для выключателей ВЭБ исполнение может быть, как однополюсное, так и трехполюсное (все три полюса в одном баке).

Определим расчетные параметры, необходимые для проверки выключателя согласно каталожным данным и исходным данным по месту установки.

Ток апериодической составляющей, номинальный:

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,67 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,258 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 7 = 11200 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 3,67^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 27,88 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ-110 в ячейках линий и трансформаторов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры выбора выключателя ВЭБ-110

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин.)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 656 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 92 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 0,258 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 0,258 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11200 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_{к} = 27,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 27,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит может быть принят к установке.

Для ОРУ 35 кВ примем к установке ячейки типа КТП-СЭЩ-Б-35 производства ЗАО «Электроцит». ОРУ с применением данных ячеек изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него ячейками, причем ОРУ до пяти ячеек выполняются в транспортабельном, полностью собранном на заводе блоке, что во многом упрощает монтаж. Секционная связь между блоками может быть выполнена жёсткими открытыми шинами через проходные изоляторы, расположенные на крыше блочно-модульного здания, или кабельными вставками [4].

Преимущества КТП-СЭЩ-Б-35:

- В подстанциях предусмотрены электромеханические и электрические блокировки.
- Ошиновки главных цепей подстанции грунтованы и окрашены, выполнена цветная фазировка.
- Луженые места контактов.

- Двойное антикоррозийное покрытие (эмаль).

- В КТП устанавливаются все необходимые защиты - от атмосферных и коммутационных перенапряжений, от междуфазных к.з., от перегрузки и междуфазных к.з. на линиях 0,4 кВ.
- Высокая заводская готовность позволяет быстро сворачивать и разворачивать подстанцию на новом месте.
- Простота и удобство обслуживания.
- Уменьшенные массогабаритные показатели [4].

Данные ячейки ОРУ комплектуются элегазовыми выключателями ВГБЭ-35 со встроенными в выключатель трансформаторами тока.

Выключатели элегазовые баковые наружной установки серии ВГБЭ-35 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ.

Основные преимущества:

- полная заводская готовность, обеспечивающая простой и быстрый монтаж, выключатель поставляется полностью отрегулированным, заполненным элегазом до рабочего давления;
- отсутствие динамических нагрузок на фундамент при работе (установка на одной опоре с облегченным фундаментом);
- простые и надежные дугогасительные устройства, содержащие минимально возможное количество подвижных элементов и работающие на принципе вращения электрической дуги в магнитном поле, создаваемом током, протекающим через гасительное устройство. Этот способ гашения гарантирует отсутствие перенапряжений даже при отключении малых индуктивных токов и отключение без повторных пробоев емкостных токов до 630 А;
- большие механические и коммутационные ресурсы, обеспечивающие при нормальных условиях эксплуатации работу без ремонта в течение всего срока службы выключателя;

- наличие единственного на выключатель динамического уплотнения с "жидкостным затвором" и высокотехнологического алюминиевого сварного бака гарантирует пониженный уровень естественных утечек элегаза;
- высокая надежность: даже при падении избыточного давления элегаза до нуля выключатель выдерживает длительное воздействие напряжения 52 кВ и отключает токи нагрузки до 630 А;
- использование чистого элегаза в исполнении ХЛ1 (до минус 60°С);
- 12 встроенных трансформаторов тока, позволяющих в большинстве случаев отказаться от применения выносных трансформатором тока наружной установки;
- взрыво- и пожаробезопасность [5].

Сопоставление каталожных данных с расчетными приведены в таблице.

Таблица 6 – Параметры выбора выключателя ВГБЭ-35

Каталожные данные	Расчетные данные (Q СТ)	Расчетные данные (Q лин.)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.маx} = 412$ А	$I_{раб.маx} = 330$ А	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 13,29$ кА	$i_{а,τ} = 0,34$ кА	$i_{а,τ} = 0,34$ кА	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 50$ кА	$i_{уд} = 13,39$ кА	$i_{уд} = 13,39$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51$ кА	$i_{уд} = 13,39$ кА	$i_{уд} = 13,39$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} = 5,92$ кА	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² с	$B_{к} = 87,62$ кА ² с	$B_{к} = 87,62$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель прошел проверку и может быть принят к установке.

В КРУН-10 кВ примем к установке ячейки КРУ-СЭЦ-59 производства

ЗАО «Электрощит». К установке в данном КРУ примем вакуумные выключатели того же производителя марки ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 У2.

Конструктивные особенности и преимущества ВВУ-СЭЩ-10:

- конструктивной особенностью выключателя является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинного привода;
- нечувствительность к просадкам напряжения, в том случае, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию;
- простота конструкции;
- высокая надежность;
- легко встраивается в различные типы КСО и КРУ;
- высокий коммутационный ресурс;
- для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-10 использован эффект естественной конвекции;
- выключатель имеет механизм поджатия контактов, не требует дополнительных регулировок на протяжении всего срока службы;
- наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя;
- наличие индикации положения выключателя – включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе;
- компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, отдельным размещением выключателя и привода на разных уровнях.
- единый конструктив для всех типов выключателей, выключатели с электромагнитным и пружинно-моторным приводом имеют одинаковые присоединительные размеры, выключатели на номинальные токи 1000-1600 А и номинальные токи отключения 20-31,5 кА имеют одинаковые габаритные размеры.

Вакуумная камера нового поколения имеет ряд конструктивных особенностей и преимуществ:

- вакуумная камера нового поколения имеет уникальные технические характеристики - между контактами камеры создается аксиальное магнитное

поле, что позволяет улучшить отключающие свойства;

- контакты конструктивно выполнены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал, обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, а также несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры [4].

Сопоставление каталожных данных ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500 У2 с расчетными приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000$ А	$I_{раб.мах} = 1443$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 12,27$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 20,93$ кА	$i_{а,т} = 0,86$ кА	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 79$ кА	$i_{уд} = 31,57$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 12,27$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79$ кА	$i_{уд} = 31,57$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 12,27$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977$ кА ² с	$B_{к} = 421,55$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель - это коммутационное устройство, предназначенное в основном для создания видимого изолирующего зазора в сети во время ремонта, проверки обесточенных участков и оперативного переключения в целях обеспечения безопасности персонала. Переключение разъединителей осуществляется главным образом в отсутствие тока, но разрешено включать и выключать ток без нагрузки трансформаторов и ток зарядки линий, токи

нагрузки трансформаторов малой мощности, а также переключите электрические цепи под током с помощью замкнутой шунтирующей цепи. Разъединителям не разрешается отключать цепь под нагрузкой, так как это приводит к возникновению стабильной дуги, вызывающей неисправность между фазами. Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки, формула (11);
- по максимальному рабочему току, формула(12);
- по току электродинамической стойкости, формула (22);
- по току термической стойкости, формула (23);
- по конструкции;
- по условиям установки.

На ОРУ 110 кВ примем к установке разъединители горизонтально-поворотного типа с ручным приводом РПД-110 производства УЭТМ (г.Екатеринбург)

Разъединитель РПД имеет следующие технические параметры:

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А, не менее	1600
Ток термической стойкости, кА	50
Наибольший пик сквозного тока (ток электродинамической стойкости), кА	64; 102; 125
Время протекания тока термической стойкости, сек	3

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РПД - 110 представлены в таблице 8. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 8 – Параметры выбора разъединителя РПД - 110

Каталожные данные	Расчетные данные (QS лин.)	Расчетные данные (QS СТ)	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 656 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 92 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА ² с $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 1 = 2500$ кА ² с	$B_k = 27,88$ кА ² с	$B_k = 27,88$ кА ² с	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{yд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{yд} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{нр.с}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

Для ОРУ 35 кВ примем разъединитель переменного тока наружной установки типа РГП-35/1000 УХЛ1 с приводом типа ПР20 УХЛ1.

Разъединитель предназначен для:

- включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения 35 кВ;
- для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке;
- для заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей.

Разъединители рассчитаны для работы в сетях переменного тока частоты 50 Гц напряжением 35 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РГП – 35/1000 УХЛ1 представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры выбора разъединителя РГП - 35

Каталожные данные	Расчетные данные (QS лин.)	Расчетные данные (QS СТ)	Условия выбора
1	2	3	4
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3	4
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 92 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,88$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,88$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$
$j_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,13 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

В установке разъединителей в КРУН - 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор этих аппаратов на данном распределительном устройстве не производится.

4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [6].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки, согласно условию (11);
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (26)$$

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

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

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

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	2	2
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				39,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \%, \quad (27)$$

где $\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$ кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}}, \quad (28)$$

$$I_2 = \frac{39,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,68 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,68 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,044 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Примем к установке на ОРУ 110 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-110 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор взрыво- и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;
- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;
- во всех уплотнительных соединениях применены сдвоенные уплотнения из специального полимерного материала, который, в отличие от резины, нечувствителен к воздействию низких температур и практически не подвержен старению. Повышенная надежность узлов уплотнения выводов вторичных обмоток обеспечивается многоуровневым лабиринтным уплотнением. Многократные испытания в камерах холода и накопленный опыт эксплуатации изделий с аналогичными уплотнениями подтвердили их полную герметичность, в том числе и при температурах окружающего воздуха до минус 55°С. Алюминиевые газоплотные корпуса изготавливаются методом высококачественной сварки на специализированном предприятии с использованием самых современных методов контроля герметичности. Все это обеспечивает низкий уровень утечек изолирующего газа в год - не более 0,5% от общей массы;
- высокий класс точности вторичной обмотки для учета 0,2;
- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и

испытания изоляции в течение длительного времени;

- возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета электроэнергии, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета;

- трансформатор практически необслуживаемый, применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке службы 40 лет.

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 800 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 39,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения на ОРУ – 35 кВ. Примем антирезонансные трансформаторы напряжения 35 кВ типа НАМИ-35.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ с неэффективно заземленной нейтралью с целью формирования сигналов приборам измерения и защитным электрическим устройствам.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 12. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ - 35 кВ представлено в таблице 13.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	3	3
Ваттметр	СР3021	5	1	10
Варметр	СР3021	5	1	10
Итого				25,5

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ - 35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 80 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 25,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм²

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

В установке ТН в КРУН - 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор этих аппаратов на данном распределительном устройстве не производится.

4.4 Выбор и проверка шин

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода в пучке – сталеалюминиевые,

в основном несут механическую нагрузку. Остальные провода – алюминиевые, которые являются только токопроводящими. Сечения проводов в пучке рекомендуется брать возможно большими, так как это уменьшает число проводов в пучке и общую стоимость токопровода. В данном варианте реконструкции гибкая ошиновка используется только на стороне 110 кВ, а также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ 35 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (29)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$656 \leq 710 \text{ А.}$$

Ввиду отсутствия данных о нагрузках, максимальный рабочий ток был определен по сечению линий, которые также выполнены сечением АС-300/39.

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C} \leq q, \quad (30)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{27,88}}{90} = 58,67,$$

$$58,67 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 2,4 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [6].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (31)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (32)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (31).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (33)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 25,86 \text{ кВ.}$$

Проверим согласно условию (33):

$$1,07 \cdot 25,86 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$27,67 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/29 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

Произведем выбор гибкого токопровода от трансформатора до ОРУ 35 кВ. Предварительно примем провод марки АС сечением 240 мм².

Проверяем сечение по длительно-допустимому току:

$$578 \leq 605 \text{ А.}$$

На термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{87,62}}{90} = 104 \text{ мм}^2.$$

На электродинамическую стойкость данный провод не проверяем, так как ток короткого замыкания составляет 5,92 кА, что меньше требуемого условия.

Выбранный провод АС-240/32 для связи трансформатора с ОРУ 35 кВ проходит проверку по всем условиям.

В качестве токопровода для связи КРУН - 10 кВ с трансформатором

будем использовать, как написано выше, пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 3 провода марки А-150. В качестве несущих проводов будем использовать 2 провода АС-150/24.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$2024 \leq 2,118 \text{ А.}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{421,55}}{90} = 228 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сечение токопровода больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

На электродинамическую стойкость данный токопровод также проверять не будем, так как ток короткого замыкания составляет 12,27 кА, что меньше требуемого условия (20 кА).

В ОРУ - 35 кВ и КРУН - 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных ОРУ и КРУН входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току, (28);
- по току термической стойкости, (21);
- по току электродинамической стойкости, (22).

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в ОРУ - 35 и КРУН - 10 кВ приведены в таблицах 14 и 15 соответственно.

Таблица 14 – Сопоставление данных для жестких шин в ОРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 578 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,39 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 87,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Таблица 15 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1443 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 421,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.5 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (34)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (Таблица 4, [7]);

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности (Приложение 1, [7]).

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (35)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (34) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 115 \cdot 1,44 = 248,4 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{248,4}{32} = 7,76$$

Округляя до целого получим 8 изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки, (11);
- по месту установки;
- по допустимой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (36)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (37)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (38)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем ОСК-8-110-4 УХЛ1 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический. Изолятор изготавливается в соответствии с ГОСТ Р 52082-2003 «Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220кВ. Общие технические условия». Монолитный стержень в изоляторах ОСК исключает возникновение внутренних разрядов и пробоя, в отличие от труб, заполненных пеной, а также утечки тока по внутренней полости и по стенкам трубы в следствие выпадения конденсата, в отличие от полых труб. Фланцы изолятора выполнены цельнолитыми из высокопрочных алюминиевых сплавов. Отсутствие сварных швов во фланцах позволяет применять изоляторы в условиях крайнего Севера. Кремнийорганическая изоляция обладает повышенной стойкостью к воздействию кислот и щелочей, ультрафиолетового излучения; имеет высокие гидрофобные свойства; характеризуется высоким сроком службы (около 30 лет).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9130^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 173,25 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (36):

$$173,25 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 110 кВ.

Для ошиновки СТ 35 кВ выбираем шинные опоры ШОП-35-1-2 УХЛ1.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 1480 = 888 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13390^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 372,65 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (36):

$$372,65 \leq 888 \text{ Н.}$$

Данный изолятор соответствует условию и может быть установлен.

Аналогичным образом производим выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{31570^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1036 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (36):

$$1036 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

В ОРУ 35 кВ предлагаются к установке опорные изоляторы типа ИОСК 3/35 УХЛ1 (Опорный стержневой полимерный изолятор наружной установки).

Опорный стержневой полимерный изолятор наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой типа ИОСК

3/35 УХЛ1 предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций переменного тока напряжением до 35 кВ . В качестве элемента, воспринимающего механические нагрузки, в изоляторах используется высокопрочный стеклопластиковый стержень, соизмеримый по прочности с легированными конструкционными сталями. Высокая гидрофобность поверхности цельнолитой защитной оболочки из кремнийорганической резины (силикона) практически в любых условиях загрязнения обеспечивает низкие токи утечки (на 1 - 2 порядка ниже, чем у фарфоровых изоляторов), что, в свою очередь, повышает разрядные характеристики и положительным образом влияет на энергосбережение.

4.6 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные - электрические устройства, предназначенные для защиты электрооборудования от различного рода молнии и переключения перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, разрядники в своем дизайне не имеют искровых промежутков. Ограничитель перенапряжений представляет собой нелинейный резистор, изготовленный в соответствии с керамической технологией оксида цинка с небольшими добавками оксидов других металлов, что вызывает высокий коэффициент нелинейности. Высоколинейная вольт-амперная характеристика ограничителя перенапряжений позволяет долгое время под воздействием рабочего напряжения обеспечивать глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы прессуют в оболочку из полимерных материалов, что обеспечивает заданную механическую прочность и характеристики изоляции. Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (39)$$

где $U_{\text{нд}}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (40)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на Рисунке 12), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

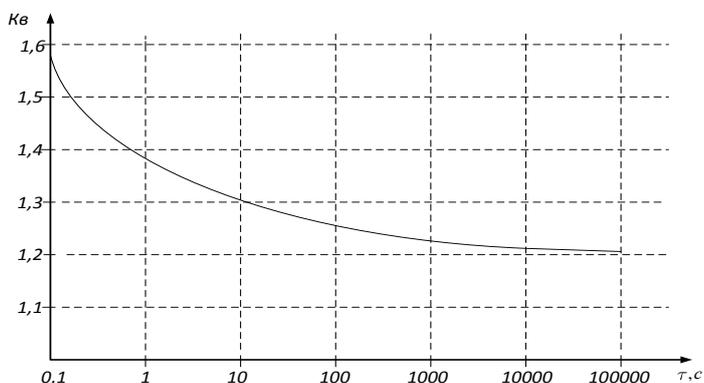


Рисунок 5 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}. \quad (41)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (42)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (43)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (44)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На данной подстанции установлены ОПН на шинах ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, а также на шинах силового трансформатора со стороны 110 кВ и 35 кВ. Данные ОПН установлены в КРУН 10 кВ на 1 секцию в 2000 году, на 2 секцию в 2016 году. В ОРУ 35 в 2005 году, в ОРУ 110 кВ в 2006. В связи с тем, что работа эксплуатации ОПН равна 25 лет, то замену производить не будем.

4.7 Выбор аккумуляторных батарей

Установка постоянного тока с аккумуляторными батареями предназначена для питания оперативных цепей управления, сигнализации, автоматики, системы связи, аварийного освещения, системы пожаротушения и других наиболее ответственных потребителей собственных нужд в нормальном и послеаварийном режимах.

Потребители электроэнергии, получающие питание от аккумуляторных батарей подразделяются на следующие группы:

- Постоянно включенная нагрузка;
- Временная нагрузка;
- Кратковременная нагрузка.

К постоянно включенной нагрузке относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, а также постоянно включенная часть аварийного освещения.

Временная нагрузка появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения и

электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии.

Длительность кратковременной нагрузки не более 5 с. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Аккумуляторные батареи на подстанциях выбираются по алгоритму, представленному ниже.

Определяется число основных элементов в батарее

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_B}, \quad (45)$$

Где $U_{ш}$ – напряжение шин питания постоянного тока, принимают 230 В;

U_B – напряжение на элементе в режиме подзаряда, составляет 2,15 В.

Исходя из этого число элементов составляет:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Определяется число элементов, присоединяемых в режиме постоянного подзаряда при максимальном напряжении:

$$n_{min} = \frac{U}{U_{Bмакс}}, \quad (46)$$

где $U_{Bмакс}$ – максимальное напряжение элемента;

Общее число элементов определяется как:

$$n = \frac{U}{U_{Bмин}}, \quad (47)$$

где $U_{Bмин}$ – минимальное напряжение на элементе в конце разряда;

На подстанции «Михайловка» установлены аккумуляторные батареи типа ОР-10 (Стационарные аккумуляторы с плоскими положительными пластинами из свинцово-сурьмяного сплава с низким содержанием сурьмы) в количестве 108 штук. Так как аккумуляторы произведены в 2005 году и ещё не выработали свой ресурс, их замену производить не будем. По истечении срока службы необходимо будет лишь заменить на новые элементы того же типа, что избавит от необходимости переоборудования аккумуляторного помещения.

В качестве подзарядных устройств на подстанции используются ВЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2 (выпрямительные агрегаты зарядные, подзарядные, оснащенные индуктивно-емкостным сглаживающим фильтром) в количестве двух штук.

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве трансформаторов собственных нужд на подстанции «Михайловка» установлены масляные трансформаторы марки ТМ-160/10. В связи с большим сроком эксплуатации они подлежат замене на новые. Мощность трансформатора остается неизменной, так как 630 кВА является максимальной рекомендованной мощностью трансформаторов собственных нужд для подстанций с высшим напряжением 110-220 кВ.

Целесообразней будет принять к установке трансформаторы сухие с литой изоляцией, т.к. они, в сравнении с масляными, являются взрыво- и пожаробезопасными, а также экологичными.

Примем к установке трансформаторы сухие марки ТСЗ-630/10-66У1.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Релейная защита силового трансформатора

Силовые трансформаторы являются одними из основных электрических машин, устанавливаемых на подстанции. Надежная и безаварийная работа трансформаторов влияет на функционирование всей подстанции. Поэтому очень важно правильно построить релейную защиту трансформатора от всех возникающих в трансформаторе неисправностей.

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла [8].

Для защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора на ПС 110/35/10 кВ «Михайловка» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. В обязательном порядке устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для выполнения вышеперечисленных защит будем использовать шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора ШЭ 2607 155 отечественного предприятия «ЭКРА». Питание шкафа осуществляется от

цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока. Шкаф типа ШЭ2607 155 состоит из двух комплектов [9].

Первый комплект (А1) реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ ВН трансформатора;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V041 и электромеханических реле в качестве резервных.

Комплект А2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501 [9].

Газовую защиту трансформатора выполним при помощи реле РГТ-80.

5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, она используется для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный трансформатор и объекты, попадающие в область защиты.

Для расчета уставок дифференциальной защиты на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (48)$$

где $I_{ТТ1}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов напряжения:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (49)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ТТ2.ВН} = \frac{92}{40} = 2,30 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.СН} = \frac{412}{120} = 3,43 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.НН} = \frac{1443}{300} = 4,81 \text{ А}.$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (50)$$

где $K''_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K''_{ПЕР} = 2,5$;

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

$\Delta U_{РЕГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР*} = 0,02$.

$$I_{НБ*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq I_{bias*} \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (51)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо произвести выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Правильность установки

тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{TI} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*} \leq K_{TI}; \quad (52)$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{скв}^* = 3$. Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполняется, следовательно, устанавливаем 4 характеристику.

5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита обычно является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита ставится со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется как, кА:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}. \quad (53)$$

где $K_{НАД}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата устройства, $K_B = 0,8$;

$K_{САМ.З}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$$I_{C3.МТЗ.ВН} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 92 = 276 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{C32} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3.МТЗ}}{k_T}, \quad (54)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

$$I_{cp.} = \frac{1 \cdot 276}{40} = 6,9 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{C3.МТЗ}}; \quad (55)$$

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 3760}{276} = 11,8.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимая $t_{л.наиб} = 1,5$ с):

$$t_{C3.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t \text{ с}, \quad (56)$$

$$t_{C3.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Расчет для других сторон трансформатора производится аналогично. Параметры МТЗ представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона СТ	$I_{P.MAX}, A$	I_{C3}, A	I_{C32}, A	K_{τ}
ВН	92	276	6,9	11,8
СН	412	1236	10,3	4,14
НН	1443	4329	14,43	2,45

5.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов. Защиту от перегрузки устанавливают со всех сторон трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (57)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,05$.

Рассчитаем ток срабатывания защиты для каждой стороны трансформатора:

$$I_{сз.пер220} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 92 = 120,72 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 412 = 540,75 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1443 = 1893,94 \text{ А.}$$

Вторичные токи срабатывания защит:

$$I_{2C3.ПЕР220} = \frac{120,72}{40} = 3,018 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.пер35}} = \frac{540,75}{120} = 4,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.пер35}} = \frac{1893,94}{300} = 6,31 \text{ А.}$$

5.1.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в масле при повреждениях в баке трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого, действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на

сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80.

5.2 Автоматика на ПС Михайловка

На подстанции Михайловка установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

- на защищаемом участке нет не устранённого короткого замыкания. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо.

- вводной выключатель включён. Это условие проверяется, чтобы АВР не сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключён намеренно.

- на соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует. Если обе питающие линии находятся не под напряжением, то переключение не имеет смысла.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения, отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;
- АЧР II.

Задача АЧР I: быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в системе. Диапазон уставок АЧР-I лежит от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Мощность отключаемых потребителей равномерно распределяют по ступеням. Выдержка по времени у АЧР I лежит в пределах от 0,3 до 0,5 секунды.

Задача АЧР II — поднять частоту в системе после остановки «лавины частоты» выполненной АЧР I до значений выше 49 Гц. Она начинает срабатывать после того, как частота установится на уровне 47,5—48,5 Гц. Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем у АЧР I и выбирается в диапазонах от 5—10 до 70—90 секунд. Такая большая выдержка времени обусловлена тем, что система может длительно работать при частоте выше 49,2 Гц, поэтому быстро доводить значение частоты до номинального путем

отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.

Схемы АЧР относят к аппаратуре РЗиА (релейной защиты и автоматики) электрических сетей и традиционно основаны на частотных реле. В настоящее время широкое распространение получили микропроцессорные терминалы РЗиА, одновременно выполняющие множество функций защит и автоматики, в т.ч. и выполнение функций АЧР и ЧАПВ.

6 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

Проблема надежности в современном мире является ключевой. Он определяет безопасные условия существования человечества. Особое внимание следует уделить проблеме надежности энергосистем как одного из основных аспектов обеспечения энергетической безопасности в мире. Надежность систем электроснабжения представляет собой сложную концепцию, в зависимости от многих факторов, включая местоположение генерирующих агрегатов, установленную мощность, межсистемные потоки, количество блоков и вероятность их выхода [10].

Важным элементом энергосистемы является подстанция, надежность работы зависит от функционирования самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности - это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменять большинство факторов, влияющих на надежность [10].

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанции на этапах проектирования, строительства и эксплуатации. С увеличением энергопотребления структура подстанции становится более сложной, ее мощность увеличивается, а уровень автоматизации увеличивается [10].

В целом, стоит отметить, что замена старого оборудования на новый повышает надежность подстанции и источника питания, поскольку технологии изготовления и конструкция электрических устройств улучшаются, чтобы уменьшить человеческий фактор в случае сбоев и общего увеличения периода безотказной работы.

Для количественной оценки надежности в инженерной практике используется аналитический метод. Этот метод позволяет количественно оценить надежность электрической цепи любой сложности. Он основан на составе системного анализа и теории вероятностей. Его суть состоит в том,

чтобы определить количественные вероятностные значения показателей надежности для расчета случаев надежности, которые включают: полное погашение схемы (состояние полного отказа), транзитный разрыв; оценка возможного дефицита мощности с частичным отказом схемы [10].

В качестве примера мы будем рассчитывать надежность с использованием аналитического метода наружного распределительного устройства 110 кВ подстанции «Михайловка».

Ниже на рисунках показана рабочая схема, где все элементы пронумерованы, и схема проектирования замещения в нормальном режиме.

Каждый элемент однолинейной электрической цепи вводится в цепь замещения как индикатор вероятности отказа элемента. Вероятность отказа коммутаторов вводится моделью коммутатора, где учитываются смежные элементы.

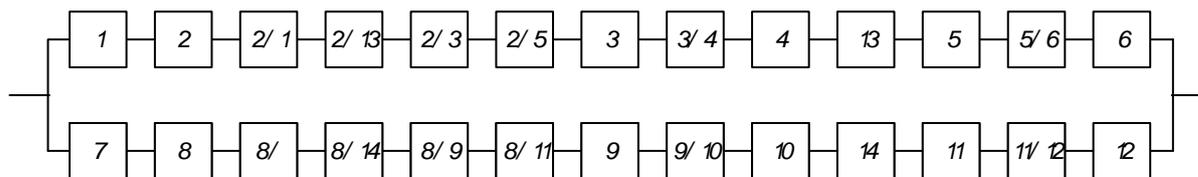


Рисунок 6 – расчетная схема замещения нормального режима

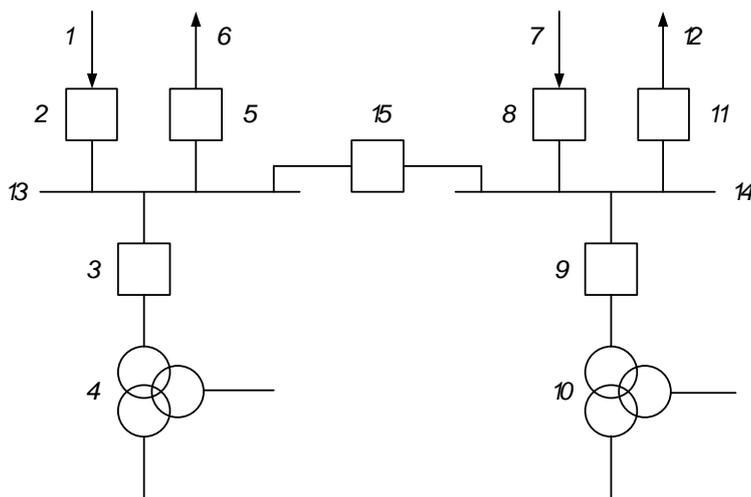


Рисунок 7 - Рабочая схема ОРУ 110 кВ (нормальный режим)

Подробный расчет надежности ОРУ 110 кВ приведен в приложении В.

Основные показатели надежности для удобства сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Показатели надежности ОРУ 110 кВ

Параметр	Параметр потока отказов схемы, ω_c , 1/год	Коэффициент простоя схемы, $K_{ПС}$	Среднее время б/о работы, T_c , лет	Расчетное время б/о работы, T_p , лет	Среднее время восстановления, $t_{ВС}$, ч
Значение	$2,236 \times 10^{-3}$	$1,848 \times 10^{-6}$	447,29	47,97	7,2

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередач, трансформаторов и других объектов электроэнергетики важнейшей задачей проектного комплекса является обеспечение безопасности при эксплуатации этих объектов. С этой целью необходимо строго соблюдать требования стандартов электробезопасности, МОТР, РТЕ, безопасности в строительном-монтажных работах в энергетическом секторе.

Когда электроустановки восстановленной подстанции установлены, выполняются следующие требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше оснащены рабочим замком, исключая возможность:

- переключение выключателей, сепараторов и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкающие переключатели;
- включение заземляющих ножей на сборную шину, не разделенных разъединителями от сборной шины, которая находится под напряжением;
- отсоединение и включение разделителей токов нагрузки и разъединителей, если это не предусмотрено конструкцией устройства.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии можно установить только механическую блокировку с разъединителем и устройство для блокировки заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется использовать механический (ключ) операционный замок, а во всех остальных случаях - электромагнитный. Разъединители ORU-220 и ORU-110 оснащены электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер используются электрические замки, которые могут быть разблокированы только при отключении напряжения от оборудования. Цепь поставки

высоковольтного оборудования для испытательных камер обычно снабжена вспомогательными контактами, которые автоматически открываются при открытии двери.

Существующие электроустановки оснащены стационарными заземляющими ножами, которые в соответствии с требованиями безопасности обеспечивают заземление устройств и шин, как правило, без использования переносного заземления.

В местах, где не могут использоваться стационарные заземляющие ножи, контактные поверхности для подключения переносных заземляющих проводников подготовлены на токоведущих и заземляющих шинах.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих деталей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планирования открытого распределительного устройства и открыто установленных трансформаторов не менее 2 и 1,6 м; Сетки должны иметь отверстия 10x10 мм, а также устройства для их блокировки. Нижний край этих заборов в ОРУ расположен на высоте 0,1-0,2 м.

Индикаторы уровня масла и температуры маслонаполненных трансформаторов и приборов и других показателей, характеризующих состояние оборудования, должны быть организованы таким образом, чтобы обеспечить удобные и безопасные условия для доступа и мониторинга без выключения.

Для отбора проб масла расстояние от пола или уровня земли до крана трансформатора или устройства должно быть не менее 0,2 м, или должна быть предусмотрена соответствующая яма [11].

При производстве работ в существующих электроустановках, ПТБ, инструкциях по охране труда и инструкциях, полученных при приеме на работу, следует руководствоваться. оборудованиезащиты, используемые в

соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [12].

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда и правилами Госгортехнадзора.

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами [13].

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению перехлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после

проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [13].

Для обеспечения защиты персонала от прикосновения к частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на территории подстанции в данной работе произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозových перенапряжений разработана молниезащита подстанции и произведен расчет грозоупорности ОРУ 110 кВ.

7.1.1 Определение параметров контура заземления

Основным источником опасности для человека вблизи действующей электроустановки является электрический ток, протекающий через человеческий организм, находящийся в контакте с находящимися под напряжением электросети. Этот ток зависит от разности потенциалов, мощности источника и сопротивления человеческого тела.

Все металлические части электрических установок, которые могут быть под напряжением, если изоляция повреждена, должны быть надежно заземлены. Заземление этого типа предназначено в первую очередь для защиты обслуживающего персонала от опасных контактных напряжений и поэтому называется защитным.

Заземление, предназначенное для создания нормальных рабочих условий устройства или электрической установки, называется рабочей землей. Заземление нейтральных трансформаторов и катушек подавления дуги относится к рабочей поверхности. Без рабочего места устройство не может выполнять свои функции или нарушается его режим работы [11].

Для защиты оборудования от повреждений при ударах молнии используется молниезащита, осуществляемая с помощью ограничителей перенапряжений, ограничителей перенапряжений, искровых разрядников, штыревых и кабельных разрядников, которые подключены к заземляющим переключателям. Это заземление называется молниезащитой. Как правило, все три типа заземления выполняются как одно заземляющее устройство.

Заземление на подстанции выполняется в виде сетки из горизонтальных и вертикальных электродов. 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, согласно ПУЭ.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ подстанции «Михайловка». Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами [15].

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (58)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12190 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 12$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.н} = \pi \cdot R^2, \quad (59)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.н} = 3,1416 \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (60)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;
 $\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{3760^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 46,375 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (61)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (62)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,608;$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,608 \cdot (12 + 0,608) = 24,059 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{m.n} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}; \quad (63)$$

$$F_{m.n} = 113,097 \geq F_{\min} = 70,434 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (64)$$

$$L_T = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (65)$$

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{12190}} - 1 = 17,4.$$

Принимаем: $m=18$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (66)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 4196 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (67)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29,44.$$

Принимаем: $n_g = 30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{L}{L + n_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon}} \right), \quad (68)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_{\epsilon}/\sqrt{S_1}$.

$l_{\epsilon}/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{12190} = 0,045$, следовательно, $A = 0,4$.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1\epsilon}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (69)$$

где $h_{1\epsilon}$ – глубина заложения заземлителя, м;

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта соответственно;

h_1, h_2 – толщина верхнего (супеси) и нижнего (суглинки) слоев грунта соответственно, м.

$$h_{1\epsilon} = l_{\epsilon} + h_3; \quad (70)$$

$$h_{1\epsilon} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{70} + \frac{3,8}{20}} = 26,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 26,5 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{1}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,102 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}},$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(26,5 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,243;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (71)$$

$$R_u = 0,102 \cdot 2,243 = 0,229 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

7.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Удар молнии в электроустановки, находящиеся под рабочим напряжением, вызывает опасные перенапряжения, которые могут привести к повреждению изоляции и выходу из строя данной электроустановки. Поэтому важно правильно организовать на подстанции защиту от проявлений грозовой деятельности.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью системы молниеотводов. Назначение молниеотвода – принять подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Располагают молниеотводы обычно на опорах линейных порталов, на крышах зданий или на прожекторных мачтах. Допускается также устанавливать отдельно стоящие молниеотводы в виде цельных железобетонных и металлических конструкций без растяжек. В этом случае металлоконструкции порталов и мачт используются в качестве токоотводов.

Если молниеприёмник расположен на изолированных опорах, то по ним прокладываются токоотводы в виде тросов. Заземлитель молниеотвода выполняется в виде сложной конструкции, соединяется с заземлителем в нескольких местах и служит для стекания тока молнии в землю.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии

поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, находящееся более низко по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, при условии нахождения внутри зоны защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты. По мере продвижения внутрь зоны, надежность защиты увеличивается.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой круговой конус.

Нормируется два вида зон защиты:

- зона А – с надежностью не менее 0,995;
- зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Применение того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты начинается с определения числа ударов молнии в год в защищаемый объект при отсутствии молниезащиты. В качестве защищаемого объекта выступает ОРУ 110 кВ подстанции «Михайловка».

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}, \quad (72)$$

где A, B – соответственно, длина и ширина здания или сооружения, м;

h_x – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности:

от 40 до 60 ч, следовательно, $n = 2$. Отсюда

$$N = 0,06 \cdot 4 \cdot (123,2 + 10 \cdot 17,5) \cdot (93,6 + 10 \cdot 17,5) \cdot 10^{-6} = 0,019$$

Так как полученное значение меньше $N < 1$, используем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, которая составит 27 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (73)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 27 = 24,84 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (74)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 27 = 40,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (75)$$

где $h_{эф}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{17}{24,84} \right) = 12,78 \text{ м.}$$

Остальные параметры защиты определяются попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются аналогично, приведем

пример расчета для молниеотводов 1-2. Подробный расчет для всех остальных комбинаций молниеотводов приведен в приложении Г.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (76)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 24,84 - 0,14 \cdot (42,8 - 27) = 22,63 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна r_0 .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}$$
$$r_{cx} = 40,5 \cdot \frac{22,63 - 170}{22,63} = 10,07 \text{ м.}$$

По окончании расчета всех молниеприемников строится общая картина зоны защиты для указанного объекта.

7.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Суть определения грозоупорности ОРУ заключается в определении средней повторяемости опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов, которое должно составлять для 110 кВ не менее 1000 для прямых ударов молнии и 400-600 лет при набегании волн перенапряжений на подстанции при ударе молнии в линию. Данный показатель надежности зависит главным образом от интенсивности грозовой деятельности.

Повторяемость в годах опасных перенапряжений из-за грозových разрядов в ОРУ определяется по формуле:

$$T_{ПВ} = \frac{1}{N_{ПВ}} \text{ лет,} \quad (77)$$

где $N_{ПУ}$ – число случаев перекрытия изоляции в году.

Число случаев перекрытия изоляции определяется по формуле:

$$N_{ПУ} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_\alpha \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}, \quad (78)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км²;

a_T и b_T – длина и ширина территории соответственно, м;

$R_{ЭКВ}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м;

$\eta_{ПР}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

p_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы, для класса напряжения до 750 кВ равно 0,005;

$p_{ПР}$ – доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{ОП}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

$p_{ОП}$ – вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов.

Выполним необходимые для определения данных величин расчеты.

Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp}}{r_\phi} \right), \quad (79)$$

где h_{cp} – высота подвеса ошиновки, м;

r_ϕ – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 17,5}{0,012} \right) = 478,69 \text{ Ом.}$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ОШ}}, \quad (80)$$

где $U_{50\%}$ – разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ.

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 620}{478,69} = 2,59 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}},$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 2,59} = 0,902.$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м:

$$R_{экв} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (81)$$

где h_c – максимальная высота сооружения.

$$R_{экв} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,08 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км²:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{гроз_ч}, \quad (82)$$

где $N_{гроз_ч}$ – среднее число грозовых часов, для ПС «Михайловка» равно 50.

Тогда число случаев перекрытия изоляции составит:

$$N_{ПУ} = 2,5 \cdot (123,6 + 2 \cdot 67,08) \cdot (87,5 + 2 \cdot 67,08) \cdot \\ \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,902 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 5,795 \cdot 10^{-4}$$

Повторяемость в годах опасных перенапряжений при прямых ударах молнии составит:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{5,795 \cdot 10^{-4}} = 1676 \text{ лет,}$$

что соответствует норме.

Число опасных грозových перенапряжений, возникающих от набегающих волн, определяется по формуле:

$$N_{ПУ} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{опас_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_\alpha \cdot \psi_{ПР} + \delta_{ОП} \cdot p_{ОП} \cdot \psi_{ОП}) \cdot 10^{-4}, \quad (83)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии;

$l_{опас_зона}$ – длина опасной зоны, 2 км;

$n_{вл}$ – число подходящих к ОРУ линий, равно 4;

$k_э$ – коэффициент взаимного перекрытия линии вне городской черты, 0,6;

$\psi_{ПР}$ – доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны.

$\delta_{ОП}$ – доля грозových ударов в опору;

$\psi_{ОП}$ – доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны;

Определим необходимые для расчета параметры.

Величина критического тока набегающей волны на РУ при ударе молнии в провод для внутренней изоляции электроустановки, кА:

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot U_{ДОП}}{Z_{ПР_КОР}}, \quad (84)$$

где $U_{ДОП}$ – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ, реактора, выключателя и линии, равно 484 кВ.

$Z_{ПР_КОР}$ – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом.

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot 484}{368} = 2,63 \text{ кА.}$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода:

$$\psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{ПР_ЭУ}}, \quad (85)$$

$$\psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot 2,63} = 0,9.$$

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных перекрытиях:

$$I_{оп_эв} = \frac{U_{доп}}{R_{и} + \delta \cdot h_{оп}}, \quad (86)$$

где $R_{и}$ – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;

δ – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;

$h_{оп}$ – высота опоры, 36 м.

Величина критического тока при обратных перекрытиях составит:

$$I_{оп_эв} = \frac{484}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 42,83 \text{ кА.}$$

Доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны:

$$\psi_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{оп_эв}}, \quad (87)$$

$$\psi_{он} = e^{-0,04 \cdot 42,83} = 0,18.$$

Доля грозовых ударов в опору:

$$\delta_{оп} = \frac{N_{оп}}{N}, \quad (88)$$

где $N_{оп}$ – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33.$$

Число опасных грозовых перенапряжений, возникающих от набегающих волн составит:

$$N_{пв} = 30 \cdot 50 \cdot 2 \cdot 4 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,3 \cdot 0 \cdot 0,18) \cdot 10^{-4} = 2,16 \cdot 10^{-3}$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС

при набегании волны:

$$T_{HB} = \frac{1}{2,16 \cdot 10^{-3}} = 462,9 \text{ лет.}$$

7.1.4 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность обеспечивает безопасность людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех этапах его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы противопожарной и противопожарной защиты, в том числе организационные и технические меры [14].

Система противопожарной защиты представляет собой комплекс организационных мер и технических средств, направленных на исключение возможности пожара. Предотвращение пожара достигается путем: устранения образования горючей среды; устранения образования в горючей среде (или введении в нее) источника воспламенения; поддержание температуры горючей среды ниже максимально допустимой температуры; поддержание давления в горючей среде ниже максимально допустимых и других мер.

Система противопожарной защиты представляет собой комплекс организационных и технических средств, направленных на то, чтобы люди не подвергли себя воздействию опасных факторов пожара и ограничили материальный ущерб от него [14].

Противопожарная защита обеспечивается путем: максимально возможного использования негорючих и трудновоспламеняющихся веществ и материалов вместо огнеопасных веществ, а также ограничения количества горючих веществ и их размещения; изоляция горючей среды; применение конструкции объектов с регулируемыми пределами огнестойкости и воспламеняемости; системы защиты от дыма; использование средств пожарной сигнализации и пожарной сигнализации; организация

противопожарной защиты промышленных объектов.

Предотвращение распространения огня обеспечивается: устройством противопожарных барьеров (стен, зон, ремней, защитных полос, навесов и т. Д.); установление максимально допустимых областей противопожарных отсеков и секций; устройства аварийного отключения и коммутации и связи; использование средств для предотвращения утечки пожароопасных жидкостей в огонь; с использованием огнезадерживающих устройств; применение разрывающих предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение для обеспечения пожарной безопасности имеет противопожарные барьеры и разрывы. Огневые барьеры предназначены для ограничения распространения огня внутри здания. К ним относятся пожарные стены, полы, двери [14].

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

В связи с тем, что на ПС «Михайловка» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [14].

При испарении воды образуется большое количество пара, который

затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [14].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается [16].

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от

уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [17].

7.2 Экологичность

В процессе строительства и эксплуатации все энергетические объекты оказывают определенное влияние на окружающую среду. Все проявления вредного воздействия, которое появляется на окружающую среду различными электротехническими объектами, можно разделить на несколько групп.

Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, линии электропередачи и подстанции. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все более необходимо заниматься вопросами контроля шума от подстанций, расположенных вблизи жилых районов. Источниками шума на подстанции являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, переключатели. Снижение шума достигается за счет специального размещения PS, используя шумозащитные экраны [18].

Освобождение от использования земли под ES.

При строительстве и эксплуатации воздушных линий и подстанций, при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменений в состоянии и свойствах почв не будет.

Нарушение почвенного и растительного покрова во время строительства обусловлено расположением карьеров фундамента для проникновения в опоры воздушных линий, под фундамент оборудования, под масляным поддоном и т. Д.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается путем изъятия земли для постоянного и временного использования в соответствии с 14278tm-t1 «Нормы распределения земли для электрических сетей с напряжением 0,38 - 750 кВ» и «Правила определения размера земельные участки для размещения воздушных линий электропередач» (Постановление

Правительства РФ от 11.08.2003 № 486 в Москве).

Загрязнение среды трансформаторным маслом и газом SF₆.

В случае серьезных аварий (зажигание трансформатора) разлив горящего масла может произойти за пределами трансформаторного бака, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Чтобы предотвратить распространение горючего масла через подстанцию, маслозаполненное оборудование защищено масляным приемником.

Незапечатанный приемник масла должен быть выполнен в виде бортовых ограждений для маслonaполненного оборудования. Высота боковых рельсов не должна превышать 0,5 м над уровнем окружающей компоновки.

Нижняя часть масляного приемника должна иметь наклон не менее 0,005 к яме и быть покрыт чистым гранулированным (или другим непористым породам) гравий или фракция из щебня от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Масляные сепараторы должны гарантировать, что масло и вода, используемые для тушения масла, удаляются из приемника масла и что автоматические стационарные устройства и гидранты находятся на огнестойком расстоянии от оборудования и конструкций: 50% масла и общее количество вода должна быть удалена не более 0,25 часа. могут быть выполнены в виде подземных трубопроводов или открытых кювет и поддонов.

Elegaz - один из самых сильных парниковых газов, который очень медленно разлагается в естественной среде. Кроме того, газ SF₆ тяжелее воздуха и, следовательно, при утечке, накапливается в нишах, вытесняя воздух, что создает большую опасность для персонала, обслуживающего установку. Поэтому при использовании оборудования SF₆ большое внимание уделяется уплотнениям вставных частей устройства и постоянному контролю давления газа SF₆, утечка в год которого не должна превышать 0,5%. В закрытых помещениях, где установлено газовое оборудование SF₆, подача и вытяжная вентиляция являются обязательными.

При разработке варианта реконструкции основное внимание уделялось

сокращению количества нефтезаполненного и газоизолированного оборудования на подстанции. Таким образом, использование наружного распределительного устройства 35 кВ с вакуумными выключателями позволит полностью избавиться от маслонаполненного и газоизолированного оборудования при распределении среднего напряжения. Вместо масляных трансформаторов собственных нужд были приняты сухие трансформаторы с литой изоляцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка» были решены основные задачи, связанные с реконструкцией.

Разработаны варианты реконструкции подстанции, технико-экономическое сравнение которых позволило определить наилучший. Выбранный вариант реконструкции является оптимальным в плане надежности и экономичности. Расширение существующей схемы ОРУ 110 кВ до предложенной позволит существенно сэкономить капиталовложения. При этом, данное распределительное устройство будет отвечать требованиям надежности ввиду использования современного оборудования, а также за счет конфигурации самой схемы. Было решено возвести вместо ЗРУ 10 кВ компактное КРУН 10 кВ, которое позволяет существенно сократить площадь, занимаемую распределительным устройством, повысить надежность, упростить монтаж и обслуживание.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климатогеографическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах.

По произведенному расчету параметров надежности ОРУ 110 кВ можно судить о высокой продолжительности работы схемы в нормальном режиме.

С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты изоляции установленного оборудования произведен расчет молниезащиты подстанции и выполнена проверка путем расчета грозоупорности. В заключении были рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности и экологичности, что достигается путем замещения маслонаполненных выключателей вакуумными и элегазовыми, а масляных трансформаторов собственных нужд – сухими с литой изоляцией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 2) ГОСТ Р 52565-2006
- 3) Высоковольтное оборудование / Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uetm.ru/products/146/> – 20.04.2018.
- 4) Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/> – 20.04.2018.
- 5) Etm-res.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://etm-res.ru/pdf-files/VGBE_35/ - 20.04.2018
- 6) Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 7) РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 8) Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 9) Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovaniya-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.04.2018.
- 10) Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Амурский гос. ун-т, 2007.
- 11) Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 12) Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.
- 13) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.

- 14) Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 15) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
- 16) ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.
- 17) СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.
- 18) Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.

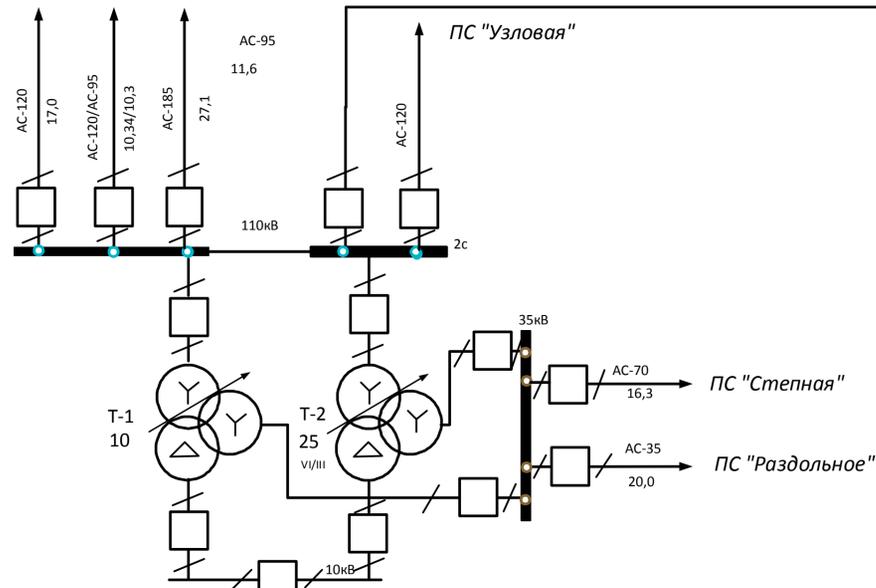
Токи короткого замыкания на шинах ПС «Михайловка»

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{кз}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{кз}$, кА
К-1 (На шинах 110 кВ)	2,4	5,43	3,66
К-2 (На шинах 35 кВ)	5,92	13,39	—
К-3 (На шинах 10 кВ)	12,27	31,57	—

Максимальные рабочие токи в элементах ПС «Михайловка»

Место	Значение тока, А
Линейные выключатели 110 кВ	656
Линейные выключатели 35 кВ	330
Выключатели 110 кВ в ветвях СТ	120
Выключатели 35 кВ в ветвях СТ	269
Выключатели 10 кВ в ветвях СТ	941

ПС "Раздольное" ПС "Дим" ПС "Волково"



ПС "Тамбовка"

Карта - схема развития электрической сети 35кВ и выше Амурской области (район Райчихинской ГРЭС)

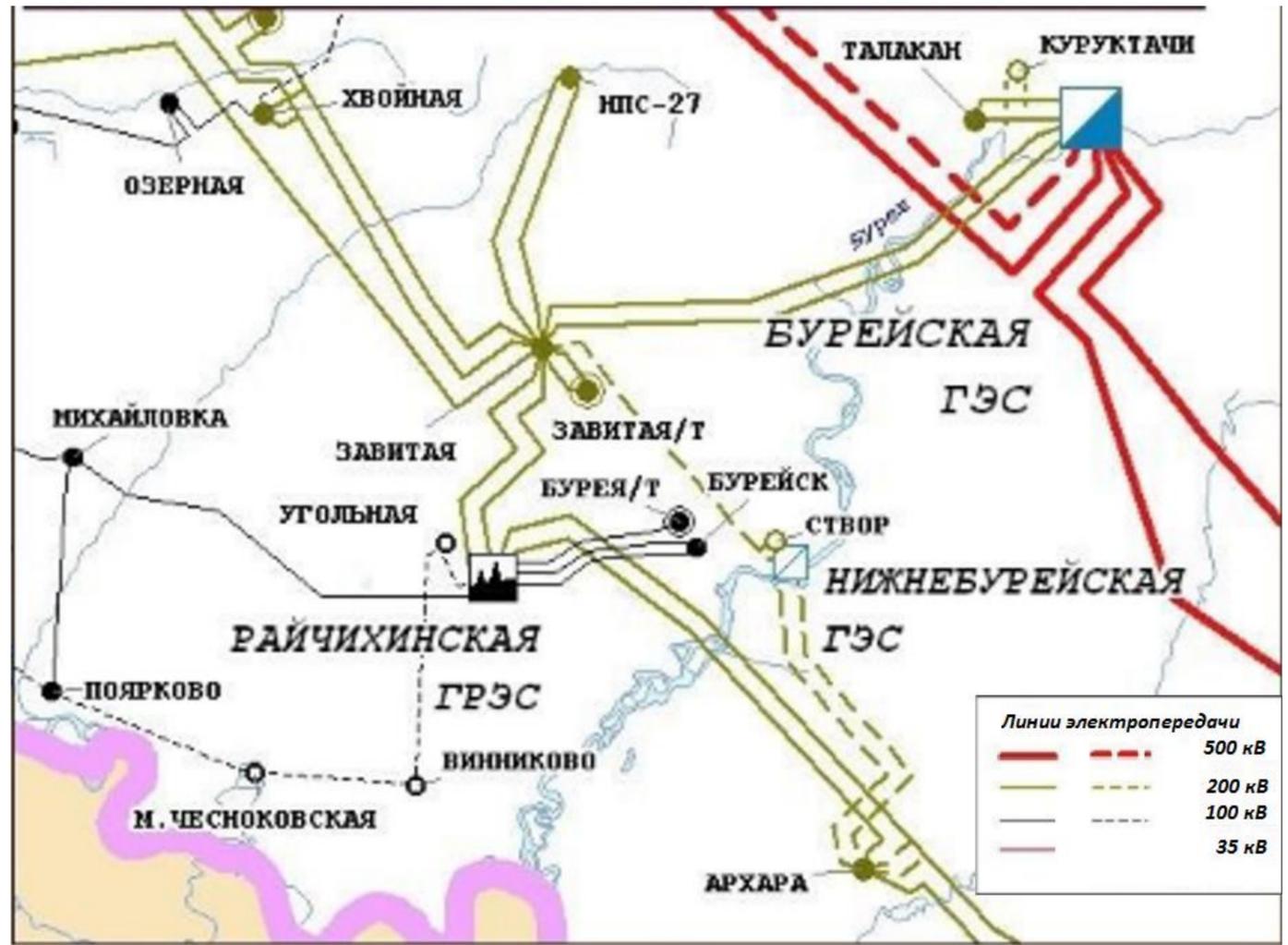
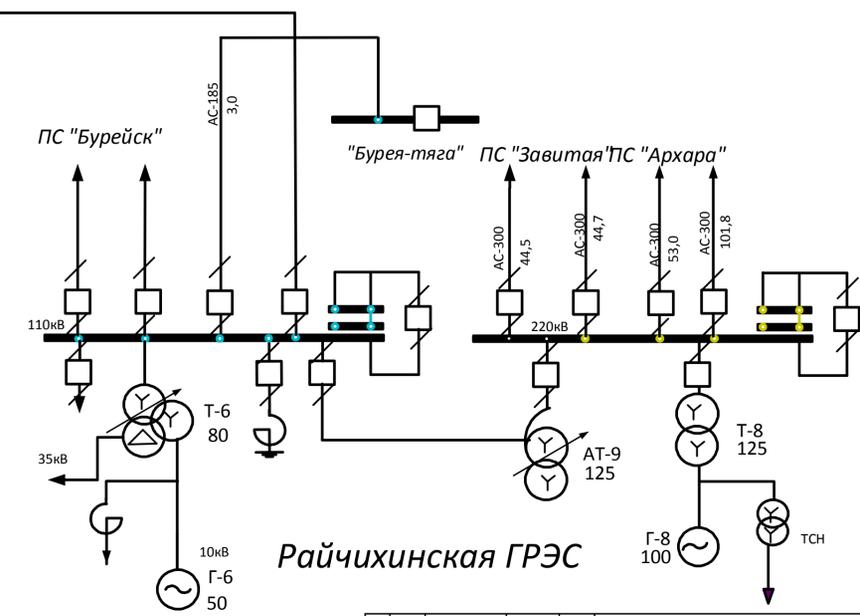
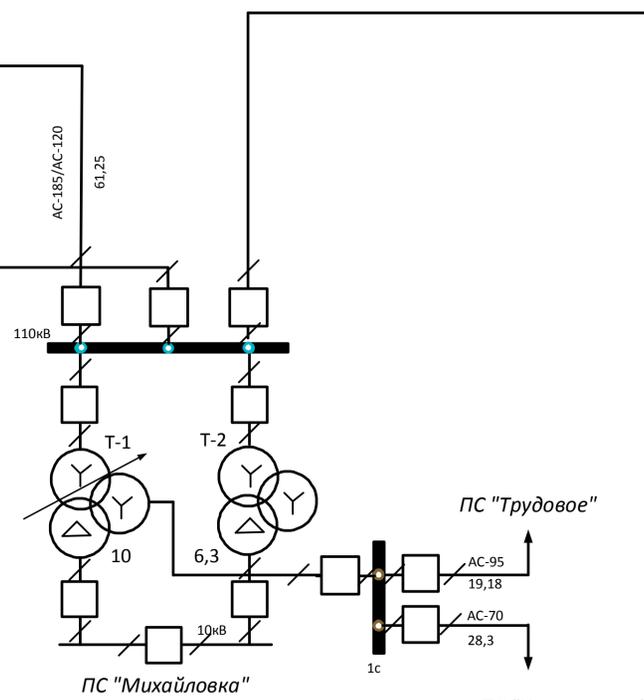
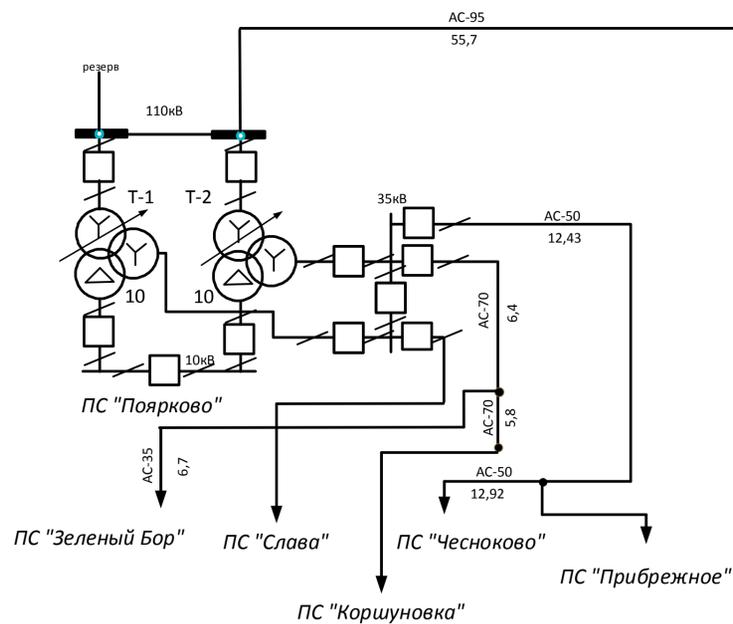
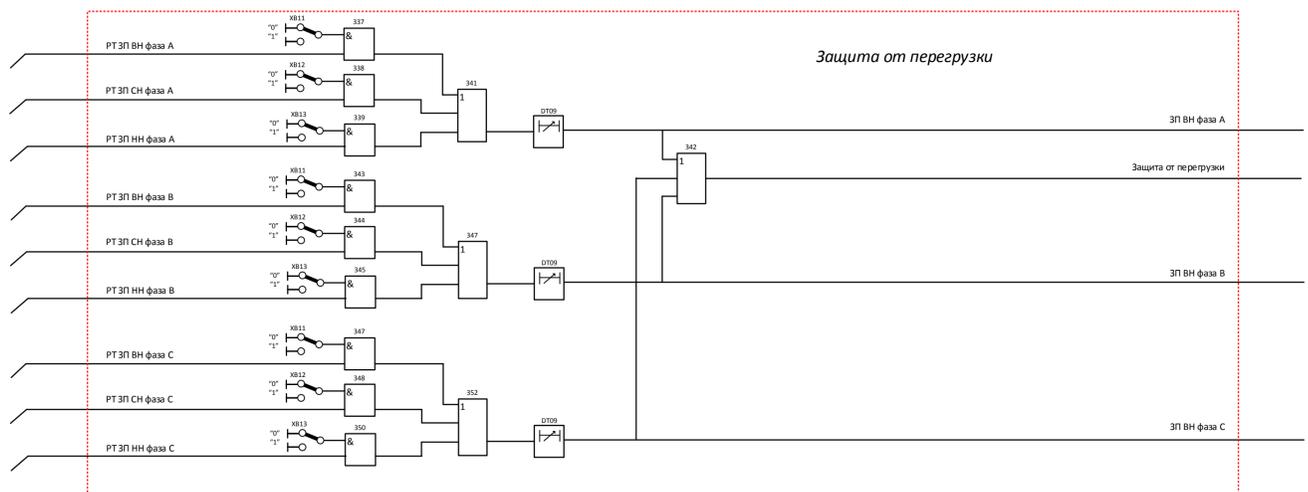
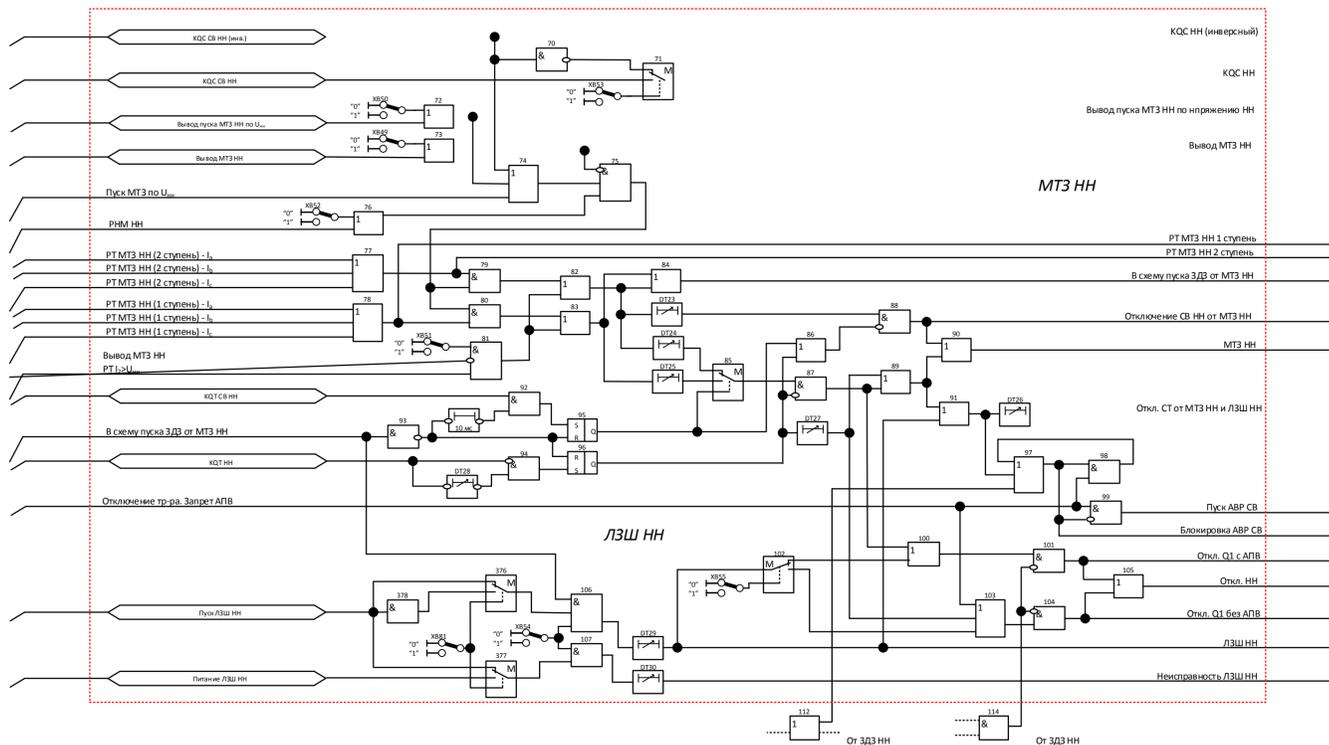
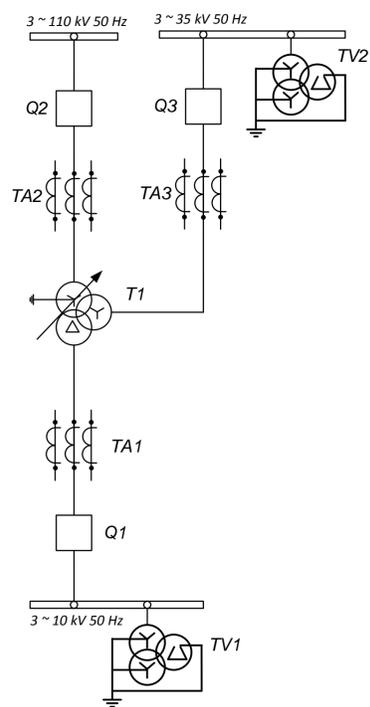
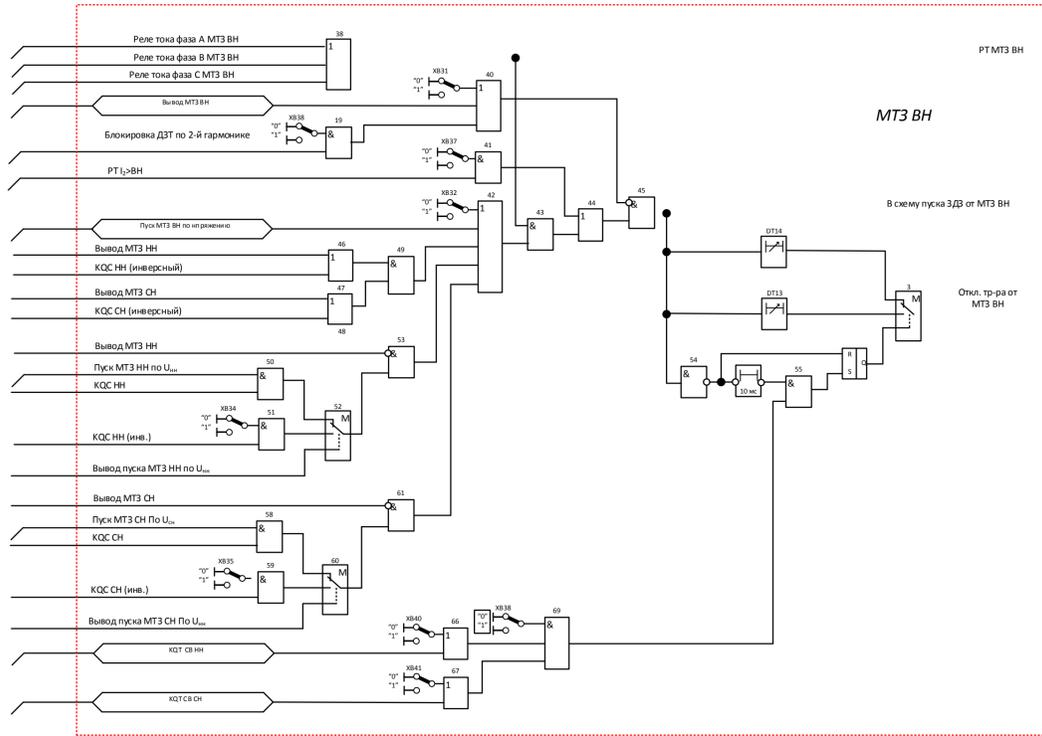
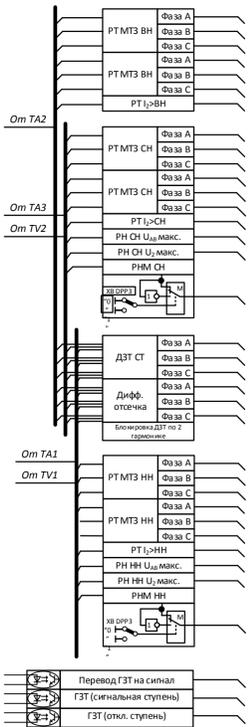
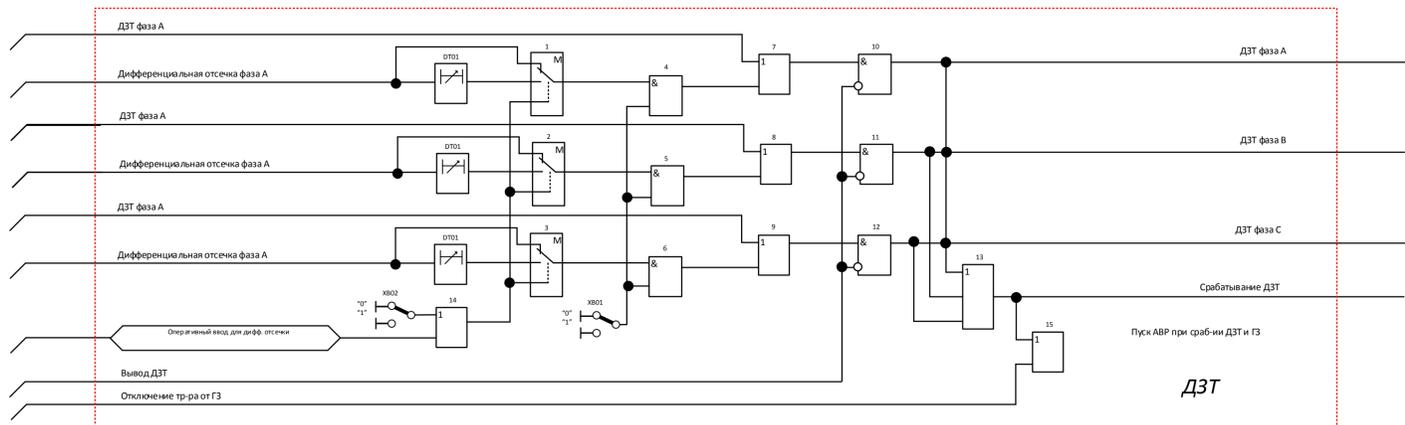


Схема внешнего электроснабжения подстанции "Михайловка"

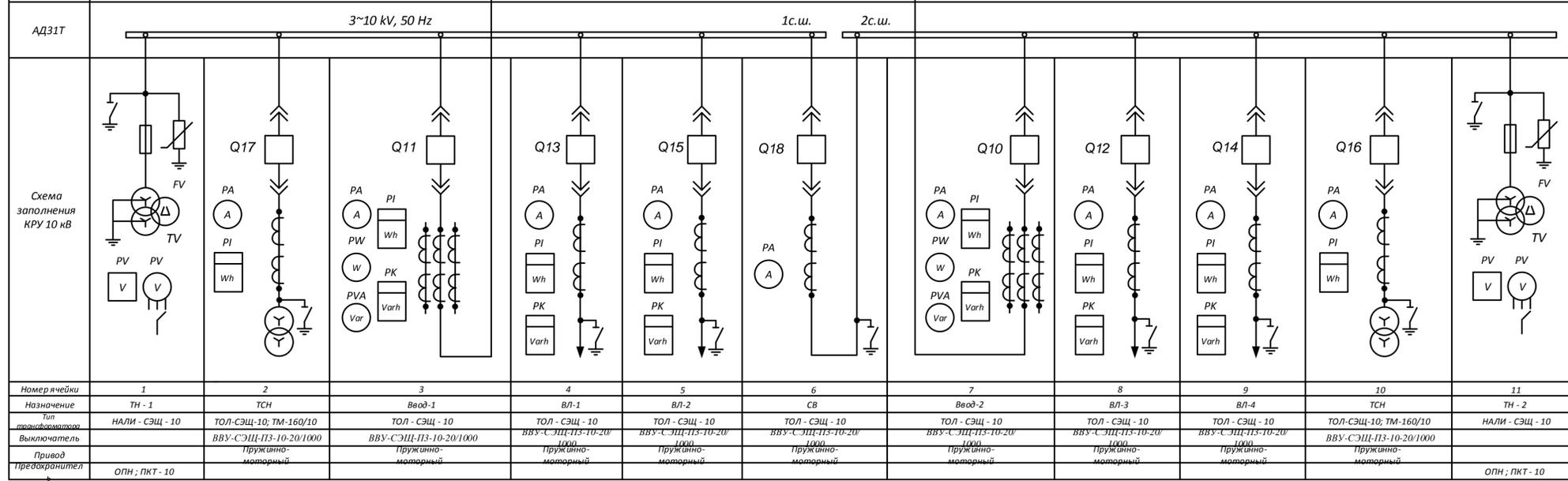
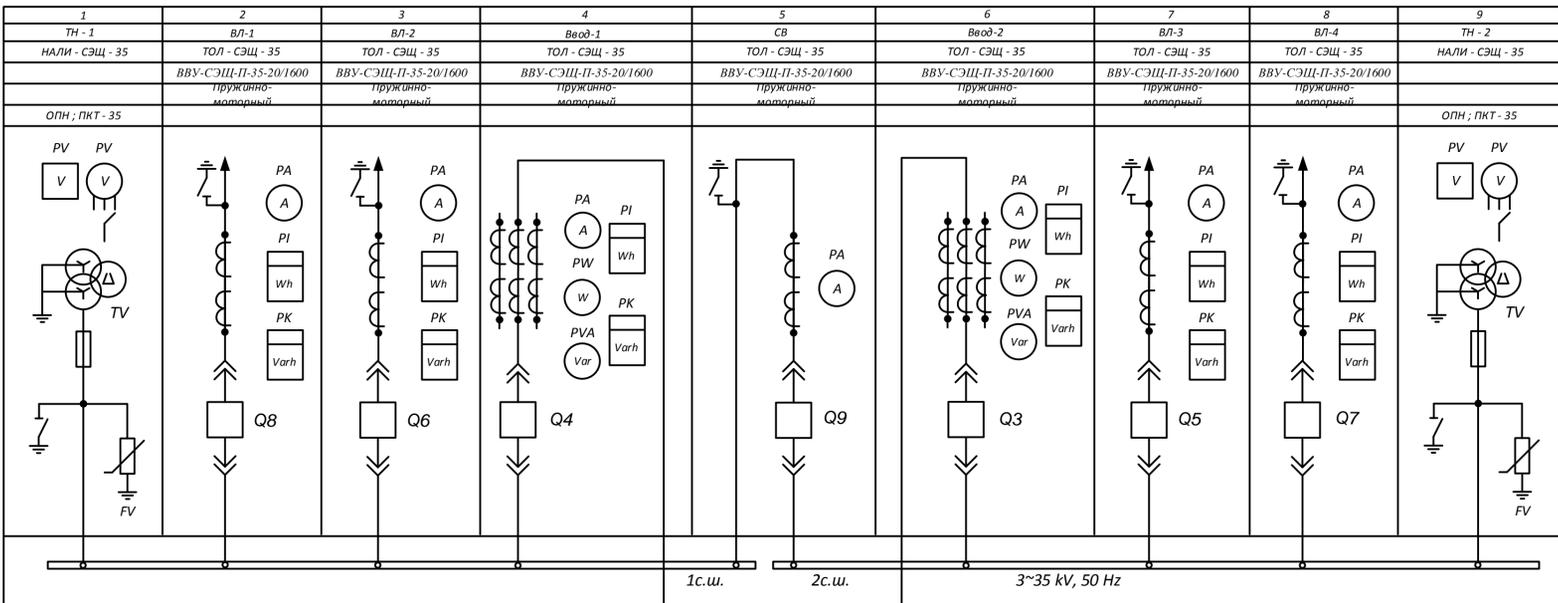
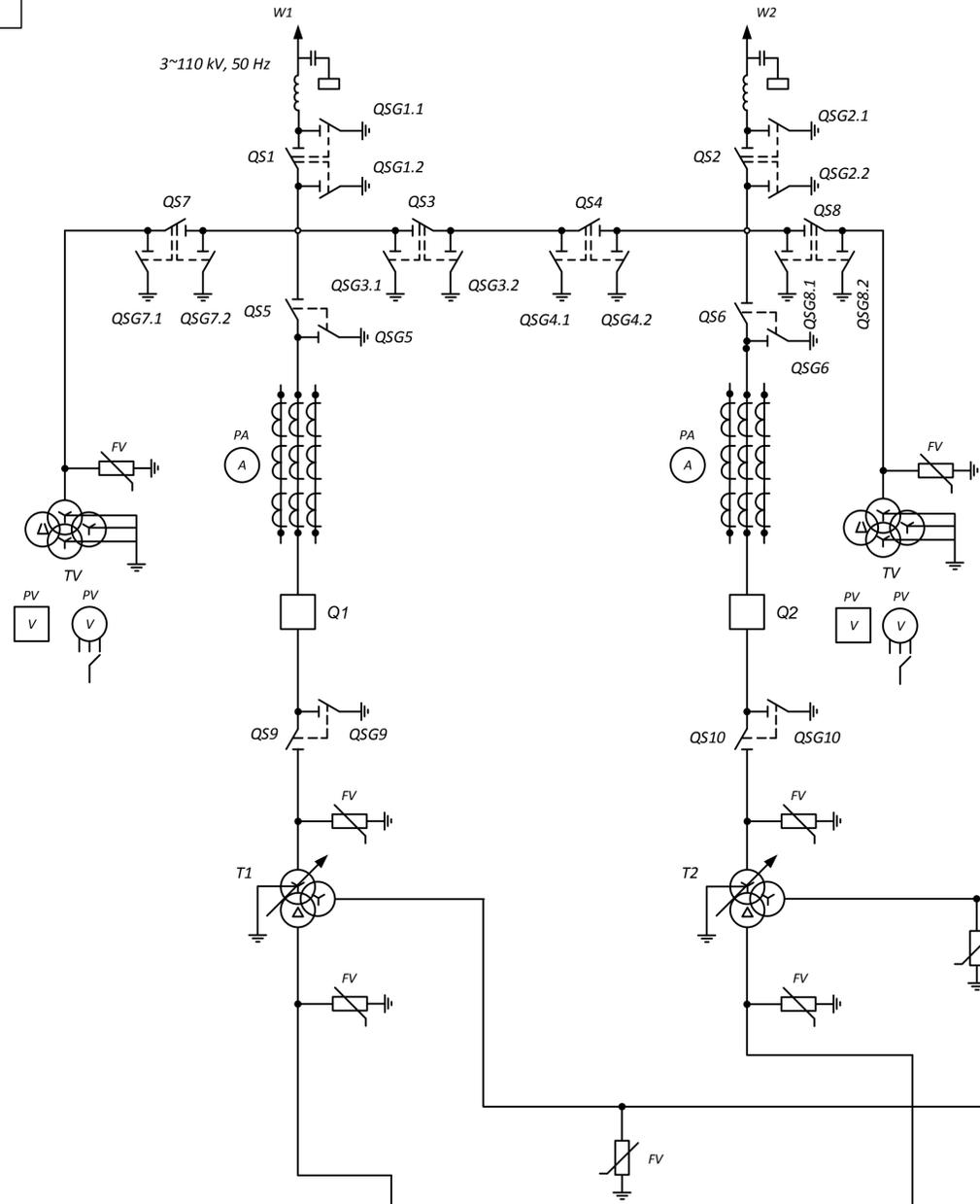


				ВКР.144029.130302.СХ			
Изм/Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема внешнего электроснабжения подстанции «Михайловка»	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Руденко Р.Н.				Д		
Проверил	Козлов А.Н.			Лист 1	Листов 6		
Рецензент				Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка			
Н.контр.	Козлов А.Н.			АМГУ			
Утвердил	Савина Н.В.			Кафедра энергетики			



				ВКР.144029.130302.СХ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
					Д		
Разраб.	Проверит	Руденко Р.Н.	Козлов А.Н.		Лист 2		Листов 6
Рецензент	Н.контр.	Козлов А.Н.	Савина Н.В.		Релейная защита трансформатора подстанции «Михайловка» на базе ЭКРА ШЭ2607		
				Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка			АМГУ Кафедра энергетики

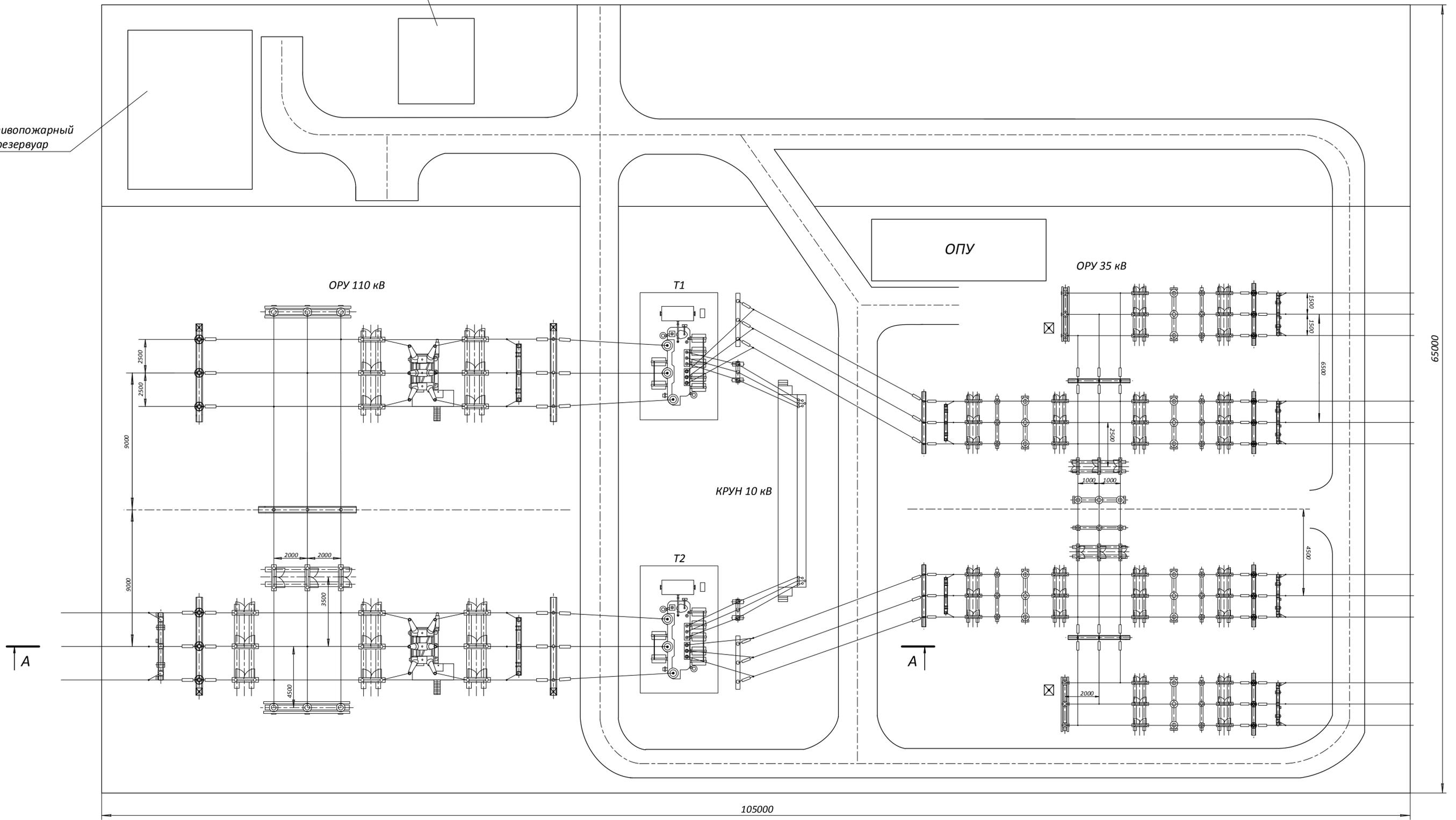
ВЗ-630-0,5У1 СМПБВ-110/ УЗ-УХЛ1
РПД - УЭТМ - 110 УХЛ1
РПД - УЭТМ - 110 УХЛ1
РПД - УЭТМ - 110 УХЛ1
ТВГ - 110
ЗНГ - 110 ХЛ1
ВЭБ - УЭТМ - 110 УХЛ1
РПД - УЭТМ - 110 УХЛ1
ТДТН - 25000/110/ 35



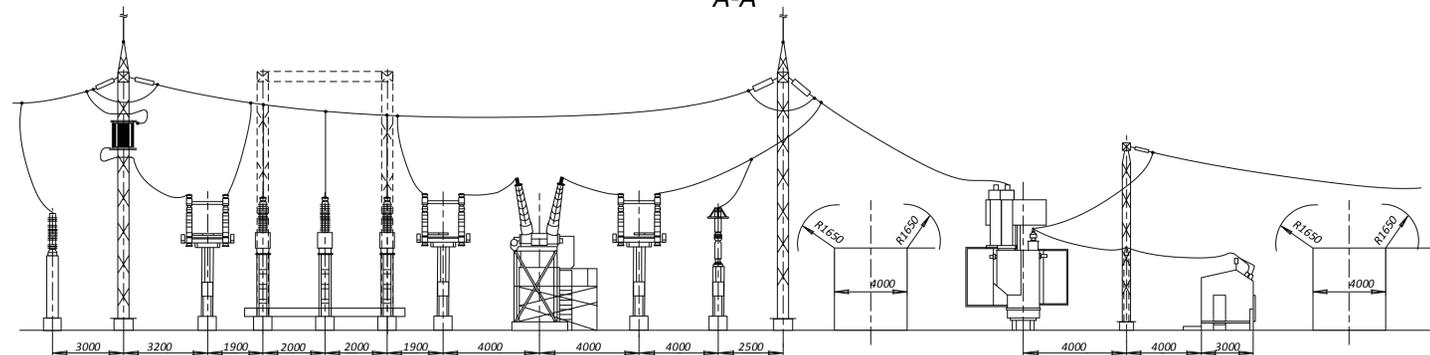
ВКР.144029.130302.СХ											
Изм/Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однoliniная электрическая схема ПС Михайловка	Литер	Масса	Масштаб				
Разраб.	Руденко Р.Н.				д						
Проверил	Козлов А.Н.										
Рецензент				Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка	Лист 3	Листов 6					
Н.контр	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра энергетики						
Утвердил	Савинов Н.В.										

Емкость для слива масла

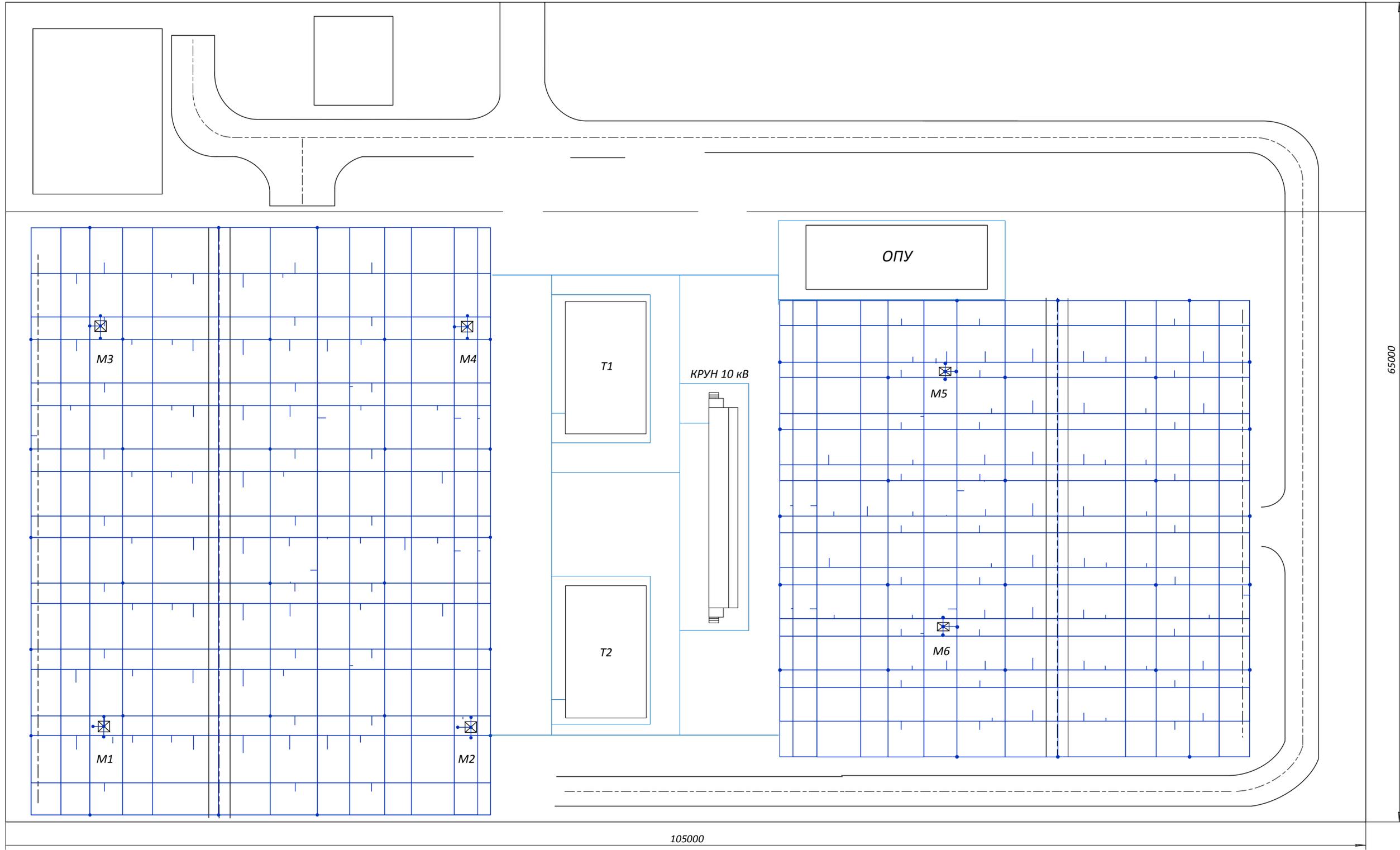
Противопожарный резервуар



A-A

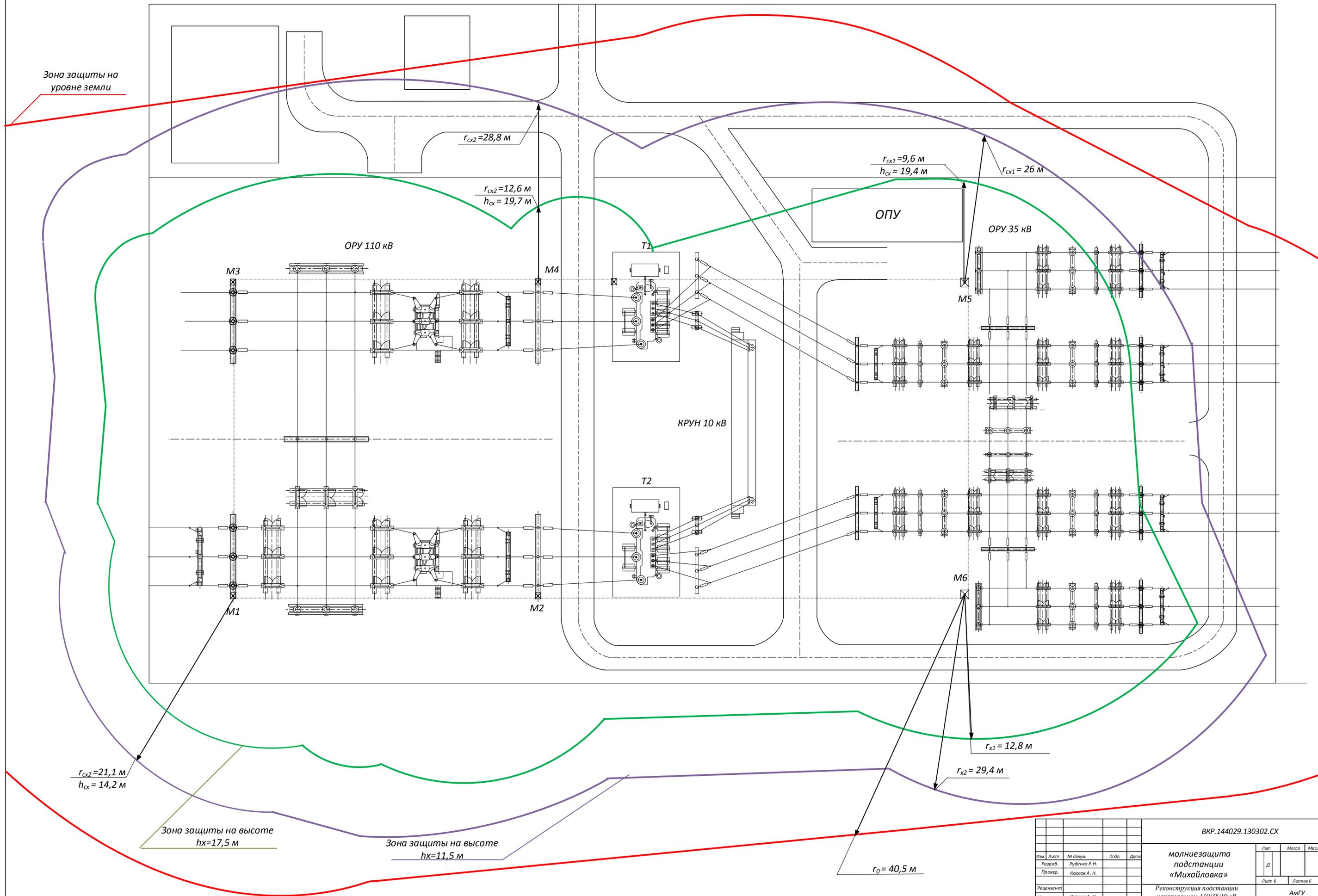


				ВКР.144029.130302.СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	план подстанции «Михайловка»	
Разраб.		Руденко Р.Н.			Лит	Масса
Провер.		Козлов А.Н.			д	Масштаб
Рецензент					Лист 4	Листов 6
Н.контр.		Козлов А.Н.			АМГУ	
Утвердил		Савина Н.В.			Кафедра энергетики	
				Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка		



				ВКР.144029.130302.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Руденко Р.Н.			д		
Провер.		Козлов А.Н.			Лист 5	Листов 6	
Рецензент					АмГУ Кафедра энергетики		
Н.контр.		Козлов А.Н.					
Утвердил		Савина Н.В.					
				план защитного заземления подстанции «Михайловка»			
				Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка			

Зона защиты на уровне земли



Зона защиты на высоте $h_x=17,5$ м

Зона защиты на высоте $h_x=11,5$ м

$r_{ox2}=21,1$ м
 $h_{ox}=14,2$ м

$r_{ox2}=28,8$ м

$r_{ox2}=12,6$ м
 $h_{ox}=19,7$ м

$r_{ox1}=9,6$ м
 $h_{ox}=19,4$ м

$r_{ox1}=26$ м

$r_{x1}=12,8$ м

$r_{x2}=29,4$ м

$r_0=40,5$ м

ВКР.144029.130302.СХ				Лист	Масса	Масштаб
молниезащита подстанции «Михайловка»				Лист 6	Листов 6	АМГУ Кафедра энергетики
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.		Руденко Р.Н.				
Провер.		Козлов А.Н.				
Рецензент						
Н.контр.		Козлов А.Н.				
Утвердил		Савина Н.В.				
Реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Михайловка						