

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «АСК-2»

Обучающийся

И. В. Морозов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В период роста экономики страны, основной из главных и актуальных задач является развитие энергетики, а также, реконструкция и техническое перевооружение энергообъектов. Для выполнения этих задач необходимо выполнить демонтаж старого оборудования, выработавшего нормативный срок эксплуатации с заменой на новое соответствующее требованиям актуальных стандартов.

Рассматриваемым предметом исследования выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ АСК-2», которая необходима для обеспечения надежного электроснабжения.

Целью ВКР является повышение надежности электроснабжения потребителей, для чего предполагается исследовать схему электрической сети подстанции и проработать основные вопросы замены оборудования с улучшенными характеристиками, произвести расчет токов КЗ и выбрать основное электротехническое оборудование подстанции.

Задачи ВКР:

Собрать данные по существующей системе электроснабжения подстанции «АСК-2» 110/35/10 кВ. Обосновать главную схему подстанции, произвести расчеты потребляемой мощности, на основании полученных значений выбрать тип и мощность силовых трансформаторов, а также выбор и проверка на основе рассчитанных значений оборудования подстанции.

Для выполнения ВКР следует решить задачи:

- выбор и замена трансформаторов, выключателей и разъединителей;
- выбор электрической схемы подстанции.

Выпускная квалификационная работа содержит, введение, пять разделов, заключение и список использованной литературы. Пояснительная записка изложена на 56 страницах машинописного текста, содержит 10 рисунков, 7 таблиц, список использованных источников из 20 наименований.

Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения об объекте реконструкции.....	6
1.1 Географическое расположение объекта.....	6
1.2 Анализ существующей системы электроснабжения.....	7
1.3 Обоснование реконструкции.....	8
2 Расчет нагрузки и выбор трансформаторов.....	10
2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок.....	10
2.2 Выбор трансформаторов.....	11
2.3 Расчет нагрузки СН подстанции, выбор трансформаторов собственных нужд.....	15
3 Выбор и обоснование схемы электроснабжения.....	19
3.1 Разработка структурной схемы подстанции.....	19
3.2 Разработка упрощенной принципиальной электрической схемы подстанции.....	21
4 Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования.....	25
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	25
4.2 Выбор и проверка на прочность электрических аппаратов, измерительных трансформаторов, ОПН.....	33
5 Электробезопасность.....	44
Заключение.....	53
Список используемых источников.....	54

Введение

«При реконструкции подстанции, входящей в единую энергетическую системы, принятые решения по должны определяться схемами развития энергосистемы, электрических сетей, с учетом перспективного роста нагрузок в районе использования» [17]. «В электрических распределительных сетях реконструкция, а также техническое перевооружение действующих электроустановок должно быть направлено на удовлетворение требований внешнего электроснабжения потребителей электроэнергии, оптимизация работы энергосистемы за счет обеспечения условий регулирования напряжения в нормальных и расчетных, послеаварийных режимах работы энергосистемы, исключение перегруженных участков сети для снижения потерь электроэнергии, ограничение токов короткого замыкания» [17].

«Проектирование электроустановки необходимо производить в соответствии с актуальными техническими требованиями, а также по требованиям «Правил устройства электроустановок» [16]. «Документацией по проектированию «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.248-2017» [15], с учетом действующих в энергетике правил, ГОСТов, и другой документацией.

При проектировании электроснабжения подстанции должно быть выполнено:

- Качественное, бесперебойное электроснабжение,
- Применение современного оборудования, которое обеспечивает соответствие показателей электроустановки существующему техническому прогрессу,
- Современный уровень технических процессов и качества монтажных и наладочных работ,

- Требуемый экономический эффект, в соответствии с затраченными инвестициями, соотношением оптимального объема применяемых материальных ресурсов, занимаемой площади и снижение эксплуатационных затрат,

- Соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды,

- Ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций,

- Передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

Объектом исследования является реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ АСК-2. «Цель работы достигается путем разработки схемы электроснабжения и выбора соответствующей схемы подстанции, которая удовлетворяет критериям надежности и безопасности в эксплуатации, а также соответствующей экономическим критериям вложений на реализацию проекта, и обоснованную расчетом электрооборудования в соответствии с актуальными стандартами» [14] .

Главной задачей и основной целью работы поставлено обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения и повышение качества электроснабжения.

1 Общие сведения об объекте реконструкции

1.1 Географическое расположение объекта

В административном отношении реконструируемая ПС 110 кВ расположена в поселке Алексеевка г. Кинель Самарской области.

Схема расположения показана на рисунке 1.

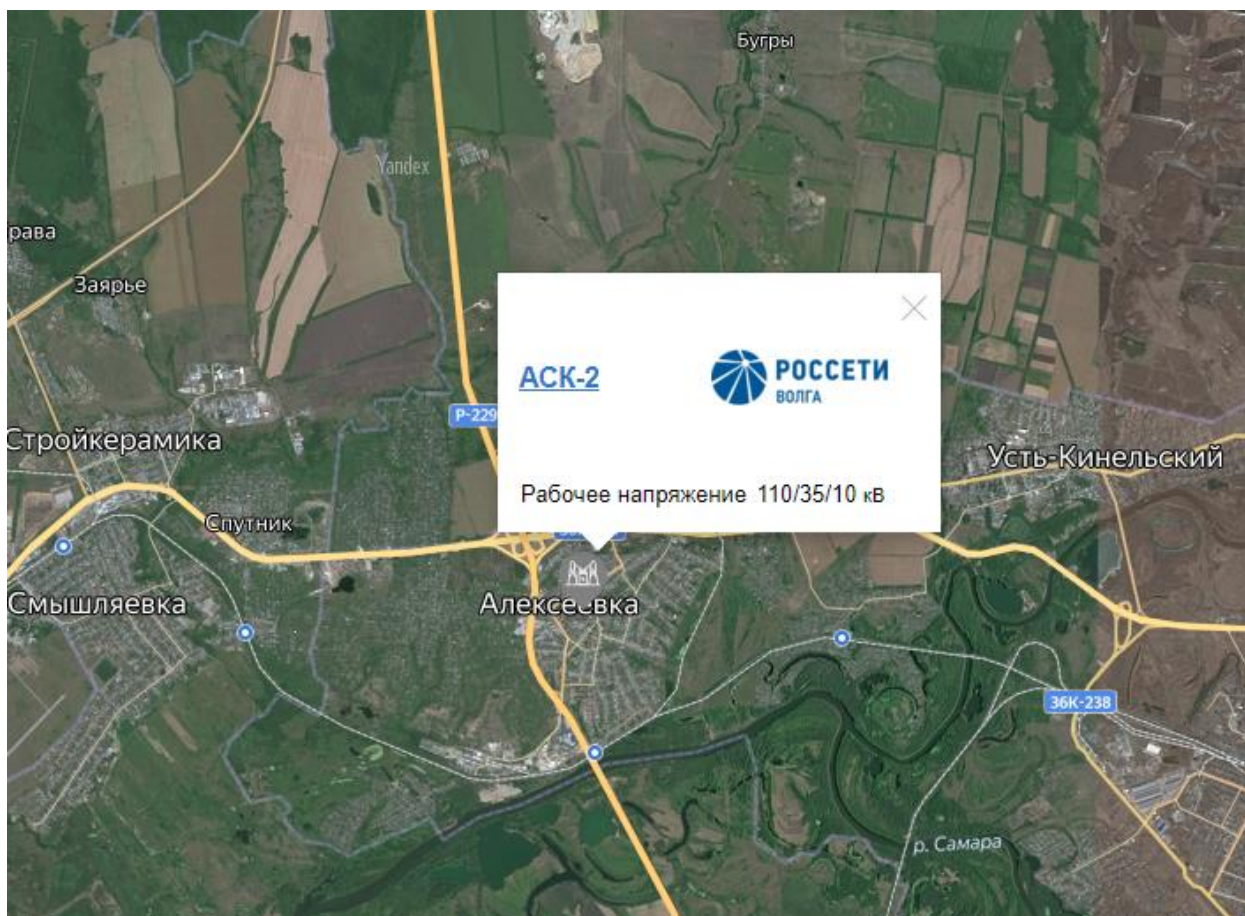


Рисунок 1 – Схема расположения ПС 110/35/10 кВ АСК-2

Климат района умеренно континентальный. «Лето жаркое и довольно влажное. Зима умеренно-морозная, снежная, длительная. Весна и осень довольно короткие, прохладные. От севера к югу городского округа более выражено проявляются черты континентального засушливого климата, что

обусловлено различным влиянием речного воздушного потока Волги» [15]. «Разность среднемесячных летних и зимних температур достигает 31 °С, а разность абсолютных экстремумов - 83 °С. Максимумы выпадения осадков достигаются в июне и июле. Самый засушливый месяц — март. Зимой преобладает южный ветер, весной и летом — северный, осенью — юго-западный и южный» [21].

Основными стационарными источниками загрязнения атмосферы являются предприятия строительной, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, электротехнической, металлургической, авиаприборостроительной, энергетической отраслей промышленности, расположенные на всей территории города, однако наибольшая их часть сосредоточена в районе так называемой Безымянской промзоны.

1.2 Анализ существующей системы электроснабжения

ПС АСК-2 принадлежит Филиалу "Самарские распределительные сети" Россети-Волга и представляет собой подстанцию, расположенную на открытом воздухе.

Система электроснабжения подстанции 110/35/10 кВ АСК-2 представляет собой открытую подстанцию, на территории которой располагается основное оборудование подстанции. Оборудование РУ-110 кВ и РУ-35 кВ расположено на открытом воздухе, т.е. выполнено в исполнении ОРУ. Электрооборудование напряжением 10 кВ расположено в закрытом распределительном устройстве типа КРУН-10 кВ. Релейная защита и автоматика, защиты силовых трансформаторов установлены в РЩ.

Подстанция получает питание отпайкой по двух цепной ВЛ 110 кВ от ПС Кинельская. Линия - 110 кВ из провода АС-150 расстояние 12,6 км. Подстанция выполняет функцию приема, трансформации и перераспределения электроэнергии к потребителям - электроприемникам.

Подстанция 110 кВ выполняет электроснабжение участка железной дороги, а также бытовых и промышленных потребителей района.

Значение токов КЗ на ВН ПС Кинельская составляет 9,6 кА

Мощность нагрузки на стороне СН - 35 кВ – $16,5 + j8,1$ МВА.

Мощность нагрузки на стороне НН - 10 кВ – $11,3 + j4,3$ МВА

1.3 Обоснование реконструкции

Реконструкция системы электроснабжения подстанции обусловлена необходимостью подключения новых потребителей. «С целью повышения надежности электроснабжения потребителей добычи и других потребителей, за счёт внедрения совершенного высоковольтного оборудования, требующего минимальных издержек при эксплуатации, в том числе внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты».

На сегодняшний день на подстанции стоят Т1 и Т2 $S_{ном} = 25$ МВА каждый, трансформаторы выпуска 1981г.

«Замер нагрузки контрольного летнего периода 2021г. составила 30,4 МВА, что загружает один из трансформаторов в случае отключения второго на 121,6 % от номинальной мощности.» «Согласно Приложения 1 к Приказу №81 Минэнерго России от 08.02.2019г., для летнего периода при температуре окружающего воздуха +25 0С, в соответствии с перегрузочной способностью трансформаторов, допустима перегрузка до 99,5% без ограничения длительности» [10].

«Возможный прогноз потребления мощности, при учете поданных заявок на техническое присоединение, от крупных и энергоемких организаций, подключаемая мощность которых более 650 кВт, а также с учетом инвестиционных проектов, которые планируется реализовать вблизи подстанции, в недалекой перспективе соответствует 1,6 МВт». При этом большой рост мощности поданных заявок на присоединение растет в промышленной сфере.

«При технологическом подключении указанных потребителей максимальная загрузка трансформаторов в летнем максимуме будет составлять 32 МВА, что соответствует нагрузке трансформатора, в случае отключения одного из них равной 128 % от номинальной мощности, что больше длительной допустимой загрузке трансформаторов». «В соответствии с имеющимися данными собственника объекта энергетики, существующей возможностью перераспределения мощности по имеющимся сетям 10 кВ нет». При этом в перспективе ближайшего развития имение пропускной мощности трансформаторов не хватит, следует рассмотреть замену трансформаторов на новые 2×25 МВА.

При производстве работ по реконструкции подстанции потребуются заменить выработавшее нормативный срок коммутационного силового электрооборудования в электроустановках 110 кВ и 10 кВ.

Выводы. Произведен анализ общих вопросов по реконструируемой подстанции: изучено географическое расположение объекта, выполнена оценка существующей системы электроснабжения, определены требования, которые должны быть учтены при реконструкции подстанции.

2 Расчет нагрузки и выбор трансформаторов

2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок

«Одним из основных этапов проектирования систем электроснабжения объекта, является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок, как отдельных электроприемников, так и узлов нагрузки на всех уровнях системы электроснабжения». [3].

«Расчетные значения нагрузок – это нагрузки, соответствующие такой неизменной токовой нагрузке (I_p), которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему тепловому воздействию (не превышая допустимых значений) на элемент системы электроснабжения.» [7].

«Зная электрические нагрузки, можно выбрать нужную мощность силовых трансформаторов, мощность и место подключения компенсирующих устройств, выбрать и проверить токоведущие части по условию допустимого нагрева, рассчитать потери и колебания напряжения, выбрать виды защит.» [7]

Вычислим полную мощность нагрузок по выражению 2.1:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2} \text{ МВА}, \quad (1)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – максимальная полная мощность;

$P_{\text{нагр}}$ – активная мощность;

$Q_{\text{нагр}}$ – реактивная мощность.

Мощность нагрузки на стороне СН - 35 кВ – $16,5 + j8,1$ МВА.

Мощность нагрузки на стороне НН - 10 кВ – $11,3 + j4,3$ МВА.

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{(16,5 + 11,3)^2 + (8,1 + 4,3)^2} = 30,4 \text{ МВА}.$$

$$S_{\text{нагр. перс}} = S_{\text{нагр}} + S_{\text{перс}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{нагр. перс}}$ – максимальная нагрузка с учетом тех.присоединения;

$S_{\text{перс}}$ – максимальная подключаемая нагрузка по тех.

присоединению;

$S_{\text{нагр}}$ – максимальная полная мощность.

$$S_{\text{нагр. перс}} = 30,4 + 1,6 = 32 \text{ МВА.}$$

2.2 Выбор трансформаторов

«Для расчета мощности, подключенной к трансформатору, собираются и анализируются данные о присоединенных мощностях потребителей. Выбор количества и мощности трансформаторов определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным распределением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.» [8]

В основном, в схемах электроснабжения используются одна или двух трансформаторные подстанции в зависимости от категории потребителей.

«Разница в питании категорий I и II – в режиме питания. В первом случае он происходит автоматически и дополнительно имеет собственный независимый источник питания. «Во втором - переключение осуществляется вручную. Но минимальное количество трансформаторов для питания таких объектов – не менее двух. В нормальном режиме работы каждый из двух трансформаторов питается своей линией и снабжает электроэнергией половину потребителей подстанции. Эти потребители подключаются к шинам секции, питаемой от трансформатора. Второй трансформатор поставляет вторую секцию шины, соединенную с первым секционным

выключателем. В аварийном режиме трансформатор должен принимать на себя нагрузку всей подстанции». [9].

Выбор трансформатора по номинальной мощности выполняется с учетом возможной допустимой перегрузке:

Для надежной схемы работы на подстанции ставятся два трансформатора с мощностью каждого, в диапазоне от 60 - 70 % от максимально возможной нагрузки, в случае, если один выведен из работы другой, оставшийся в работе должен обеспечить электроснабжение всех потребителей.

Вычислим необходимую мощность трансформатора по выражению 3:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{нг. перс}} \cdot 0,7, \quad (3)$$

где $S_{\text{нг. перс}}$ – максимальная полная мощность;

$S_{\text{расч}}$ – расчётная мощность.

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 0,7 \cdot 32 = 22,4 \text{ МВА},$$

Из существующих значений номиналов трансформаторов подходит трансформатор с номинальной мощностью:

$$S_{\text{ном. т}} = 25 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем нагрузку в обычном режиме по выражению 4:

$$K_{\text{з/нр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{з/нр}}$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме.

$$K_{\text{з/нр}} = \frac{32}{2 \cdot 25} = 0,64.$$

Проверяем загрузку в аварийном случае, при выводе (отключении) одного трансформатора:

$$\frac{K_{зп}}{ар} = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}} < 1,4. \quad (5)$$

где $K_{зп/ар}$ –нагрузка в послеаварийном режиме;

$$K_{зп/ар} = \frac{32}{25} = 1,28 < 1,4.$$

«Надежности электроснабжения потребителей составляют с помощью установки на подстанции двух трансформаторов. Учитывают также, что в послеаварийном режиме (при отключении одного трансформатора) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает питание потребителя. Покрытие потребной мощности осуществляется за счет использования номинальной мощности трансформаторов, и за счет их перегрузочной способности (для уменьшения установленной мощности трансформаторов), т.к. полученные значения удовлетворяют условию эксплуатации, принимаем два трансформатора типа ТДТН – 25 000/110/35/10» [4].

Т – трехфазный трансформатор;

Д – охлаждение масляное, с естественной циркуляцией масла;

Т – трех - обмоточный;

Н – регулирование под нагрузкой.

«Климатический вид исполнения применен для умеренного - холодного климата. Стандартные характеристики трансформатора сведены в таблице 1» [18].

Таблица 1 – Стандартные характеристики трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Потери, кВт		Напряжение, кВ			U_k , %		
		кз	хх	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН- 25000- 110/35/10	25	140	28,5	115	38,5	10,5	10,5	17,5	6,5

Рассчитывается ток сторон трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном. т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный рабочий ток;

$S_{\text{ном. т}}$ – номинальная мощность;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Максимальный рабочий ток определяем по выражению 7:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}}, \quad (7)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{раб}}$ – номинальный рабочий ток;

Номинальный токи стороны ВН:

$$I_{\text{рабВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А.}$$

$$I_{\text{maxВН}} = 1,4 \cdot 131 = 183 \text{ А.}$$

Номинальный токи стороны СН:

$$I_{\text{раб}}\text{СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 413 \text{ А.}$$

$$I_{\text{max}}\text{СН} = 1,4 \cdot 35 = 578 \text{ А.}$$

Номинальный ток стороны НН:

$$I_{\text{раб}}\text{ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376 \text{ А.}$$

$$I_{\text{max}}\text{ВН} = 1,4 \cdot 131 = 1927 \text{ А.}$$

2.3 Расчет нагрузки СН подстанции, выбор трансформаторов собственных нужд

«В соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, на всех подстанциях устанавливаются не менее двух трансформаторов собственных нужд, мощность трансформаторов собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Трансформаторы собственных нужд подстанции устанавливаются в открытой электроустановке 10 кВ. Для их присоединения выполняются ячейки с предохранителями и кабельными выводами. На стороне 0,4 кВ применяется одиночная, секционированная автоматическим воздушным выключателем система шин. Трансформаторы собственных нужд работают отдельно» [15].

Схема принципиальная электрическая собственных нужд показана на рисунке 2.

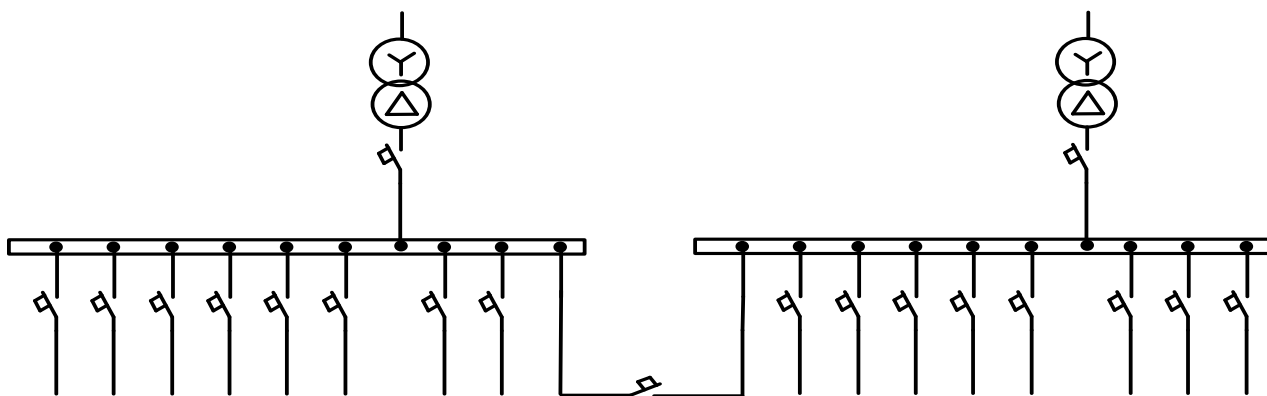


Рисунок 2 – Схема СН 0,4 кВ

Нагрузка потребителей собственных нужд зависима от состава оборудования и мощности силовых трансформаторов, а также вида используемого электрооборудования.

«Главными потребителями собственных нужд считаются цепи оперативного тока, каналы связи и устройств телемеханики, схема обдува трансформаторов, аварийное освещение, пожарная система. Обычно мощность электроприемников собственных нужд не большая, поэтому они подключаются к сети 380/220 В, которая запитана от трансформаторов собственных нужд». [1]. Нагрузка на собственных нуждах подстанции приведена в таблице 2.

Выводы. В разделе 2 произведен расчет нагрузки подстанции, с учетом перспективных заявок на подключение потребителей. На основании выполненных расчетов произведен выбор силовых трансформаторов с учетом перегрузочной способности. Выбраны трансформаторы типа ТДТН 25000-110/35/10 кВ. Также произведен выбор схемы и типа трансформаторов собственных нужд.

Таблица 2 – Данные по мощности собственных нужд подстанции

Потребитель	Значение номинальной мощности, кВт	Количество	Суммарная номинальная мощность потребителей, находящихся в работе	\cos, φ	tg, φ	Расчетная нагрузка		
						Коэффициент спроса	Активная мощность	Реактивная мощность
РПН Т1	1,1	1	1,1	0,77	0,82	0,04	0,04	0,03
РПН Т2	1,1	1	1,1	0,77	0,82	0,04	0,04	0,03
Обдув Т1	0,25	12	3	0,74	0,9	0,7	2,1	2,3
Обдув Т2	0,25	12	3	0,74	0,9	0,7	2,1	2,3
Шкаф питания приводов	3,1	1	3,1	0,72	0,96	0,12	0,16	0,35
Шкаф обогрева приводов	6,0	1	6,0	1	-	1,0	6,0	-
Обогрев ЗРУ-6	4	12	48	1	-	1,0	48	-
Освещение ЗРУ-6	0,24	12	2,88	1	-	0,7	2,0	-
ШОТ	10	1	10	0,99	-	0,6	6	0,12
Освещение ОРУ	0,97	1	0,97	0,95	-	0,7	0,7	0,22
Телемеханика	0,4	1	0,4	1	-	1	0,4	-
Учет	0,05	1	0,05	1	-	1	0,05	-
Связь	0,15	1	0,15	1	-	1	0,15	-
Кондиционирование ЗРУ	1,5	4	6	0,7	1,0	0,12	0,72	0,72
ОПС	0,4	1	0,4	1	-	1	0,4	-
Оперативная блокировка	0,5	1	0,5	1	-	0,12	0,06	-
Сварка	25	1	25	-	-	-	25	-
ИТОГО							93,9	6,07

Расчетная мощность ЩСН по формуле (1) составит:

$$S_{\text{сн}} = \sqrt{93,9^2 + 6,07^2} = 94 \text{ кВА.}$$

По наибольшей загруженности выбираем трансформатор

$$S_{\text{T}} \geq S_{\text{н}}.$$

Выбираем трансформатор ТЛС-100/10/0,4 кВ.

$$S_{\text{T}} = 100 \text{ кВА} \geq S_{\text{н}} = 94 \text{ кВА.}$$

Загрузка в нормальном режиме по формуле (3) составит:

$$K_{\text{з}} = \frac{94}{100 \cdot 2} = 47\%.$$

Загрузка в ремонтном режиме по формуле (4) составит:

$$K_{\text{з}} = \frac{94}{100} = 94\%.$$

3 Выбор и обоснование схемы электроснабжения

3.1 Разработка структурной схемы подстанции

Электроустановка с подстанции состоит из следующего оборудования:

- распределительного устройства высокого напряжения (ВН),
- силовых трансформаторов,
- распределительного устройства среднего (СН) и низкого (НН) напряжения,
- дополняющих устройств - устройств телемеханики, измерения, учета и релейной защиты.

«Распределительное устройство высокого напряжения подстанции выполняет функции приема электрической энергии от линии электропередачи к трансформатору. Распределительное устройство высшего напряжения может выполнять функции приема и распределения электроэнергии 110 кВ» [2]. «Распределительное устройство среднего и низкого напряжения всегда предназначены для приема и распределения электроэнергии. Распределительные устройства бывают комплексными, модульными, открытыми и закрытыми. При сжатой городской и промышленной застройке в распределительных устройствах применяется электрооборудование с элегазовой изоляцией» [17].

«Упрощенная принципиальная электрическая схема ПС разрабатывается на основании структурной схемы в соответствии с рекомендациями, изложенными в СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [17].

Выбор схемы электроустановки выбирается:

- от класса напряжения,

- числа присоединений,
- вида подключения линий,
- схемы присоединения к сети,
- мощности и типа трансформаторов.

ПС 110 кВ АСК-2, это тупиковая двух-трансформаторная ПС с питанием по ВЛ-110 кВ двумя цепями. Схема подключения к сети изображена на рисунке 3.

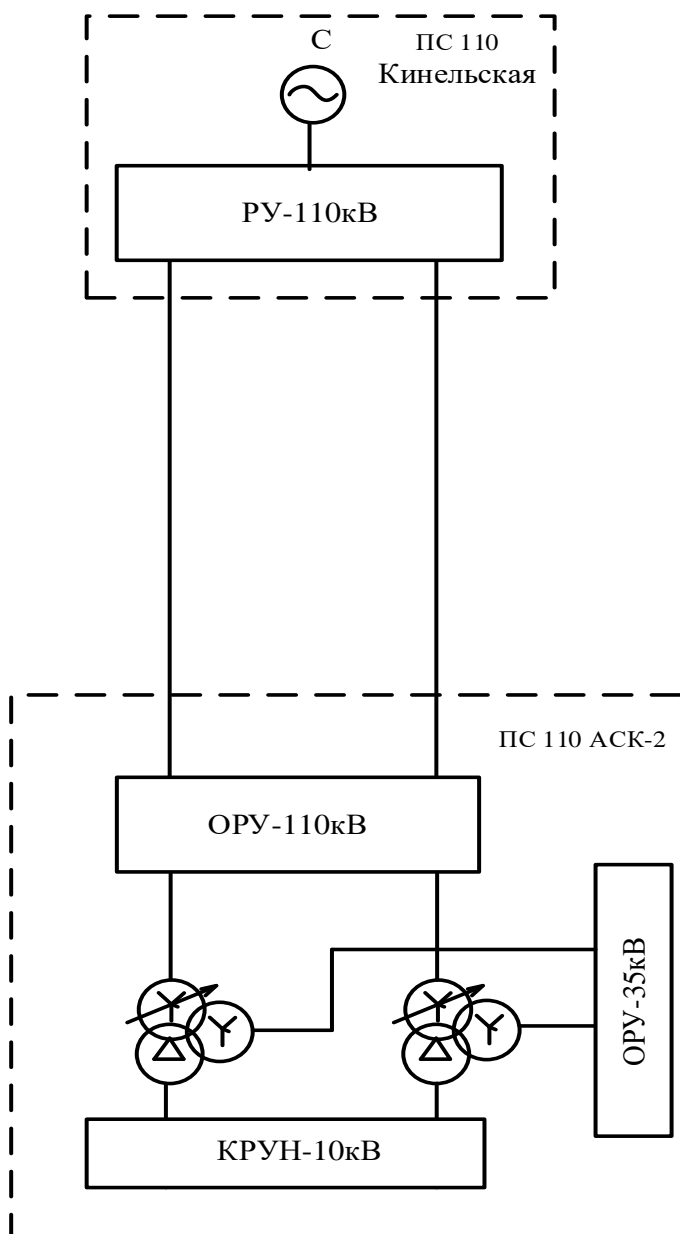


Рисунок 3 – Схема электроснабжения участка сети

3.2 Разработка упрощенной принципиальной электрической схемы подстанции

Выбранная схема электроустановки 110 кВ рассматриваемой подстанции исполнена по типовой, стандартной схеме с двумя блоками с выключателями, и неавтоматической переключкой. Примененная схема электроснабжения подстанции по двух цепной ВЛ-110 кВ, предусматривает отключенной положение секционного разъединителя СР1-110 и СР2-110 которые, включаются в случае необходимости переключения питания трансформатора от соседней ВЛ-110 кВ. Работа такой схемы электроснабжения подстанции такая: электрическая мощность от системы по питающей ВЛ-110 кВ заходит в открытое распределительное устройство высокого напряжения, далее через трансформаторы понижается до напряжения СН и НН, после чего идет в распределительное устройство 35 и 10 кВ откуда распределяется по сетям СН и НН. Схема РУ-110 кВ показана на рисунке 4.

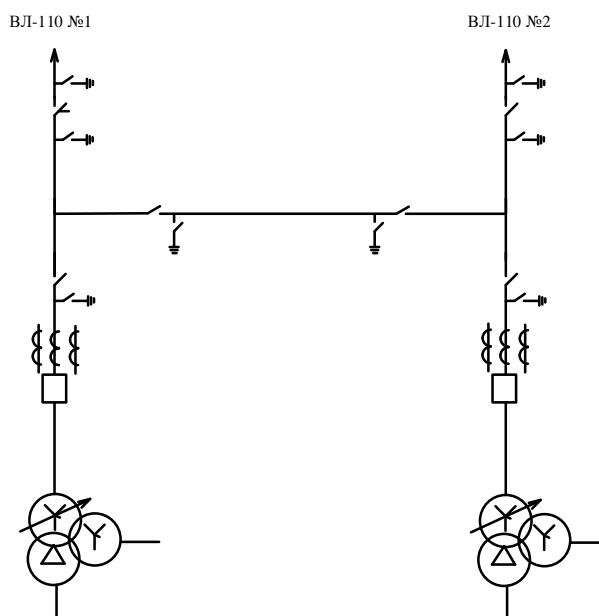


Рисунок 4 – Схема РУ 110 кВ с Двумя блоками с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны ВЛ

Для РУ СН (35кВ) выберем типовую схему: «Одна секционированная выключателем система шин», изображенной на рисунке 5 [17].

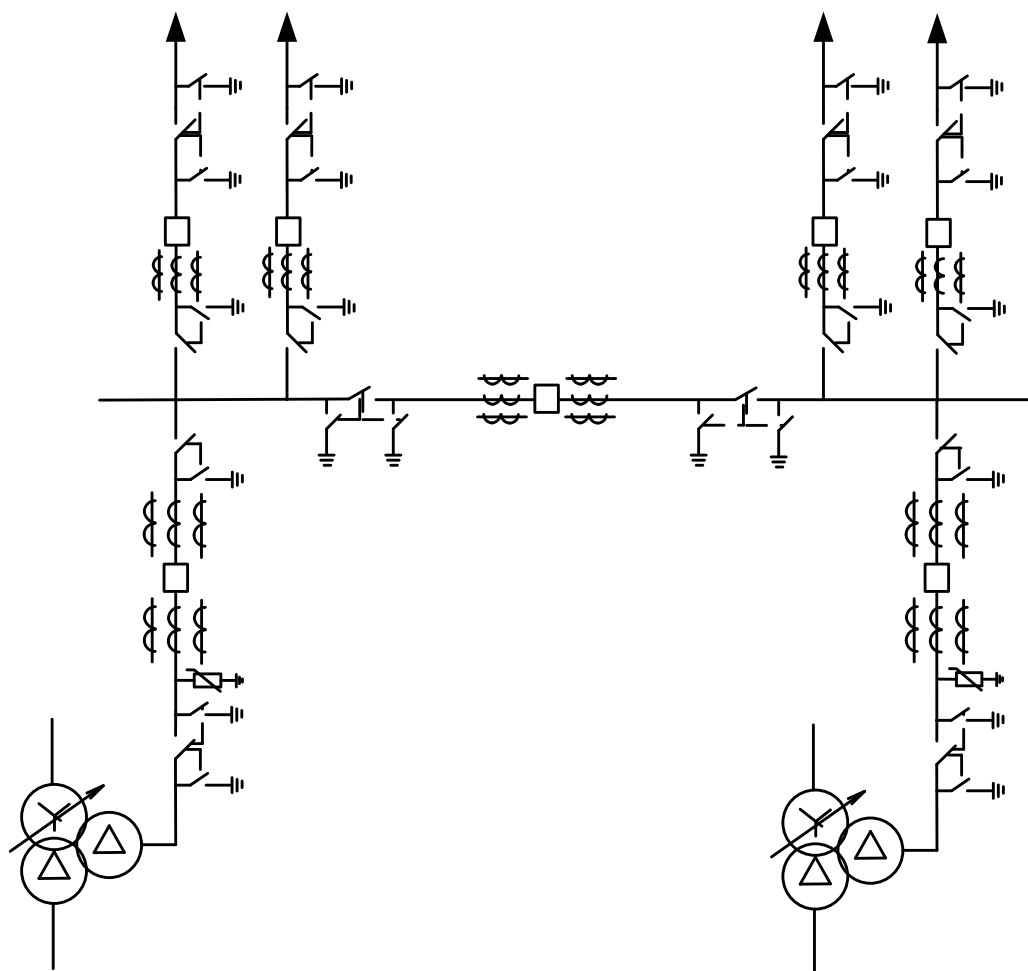


Рисунок 5 – Схема РУ СН (35кВ) №35-9
«Одна секционированная выключателем система шин»

В схеме электроснабжения СН, ВЛ подключаются к сборным шинам через выключатель и разъединитель. На каждую ВЛ требуется один выключатель, необходим, для коммутации этой ВЛ в нормальных и аварийных режимах. В случае вывода в ремонт ВЛ производится отключение этого выключателя, после чего оперируют линейными и шинными разъединителями.

Для РУ НН (10кВ) применим типовую схему: «Одна секционированная выключателем система шин», изображенной на рисунке 6» [17].

«Принимается раздельная работа трансформаторов на стороне 10 кВ для снижения уровня токов КЗ. На секционном выключателе предусматривается устройство АВР. Распределительное устройство выполняется с использованием ячеек КРУ серии К-59 с выключателями на вкатанных тележках. Применение ячеек КРУН позволяет увеличить надежность схемы, улучшить условия эксплуатации» [17].

«На каждую секцию подключены линии 10 кВ и одному вводу от трансформатора, секционный выключатель отключен. Также на каждую секцию установлен трансформатор напряжения. В нормальном режиме включены выключатели всех присоединений, секционный выключатель отключен. При КЗ на секции 10 кВ отключается вводной выключатель и секция обесточивается на время срабатывания АВР, составляющее несколько секунд, после чего включается секционный выключатель» [8].

«Короткое замыкание на линии отключается одним выключателем, но если происходит отказ в отключении выключателя, то КЗ с линии переходит на секцию. Гасится вся секция на время, необходимое для вывода в ремонт линии и не отключившегося выключателя. Схема наглядна, проста и удобна в обслуживании, экономична. Схема обеспечивает достаточно надежное питание потребителей и имеет резервирование. Схема наглядна, проста и удобна в обслуживании, экономична» [11].

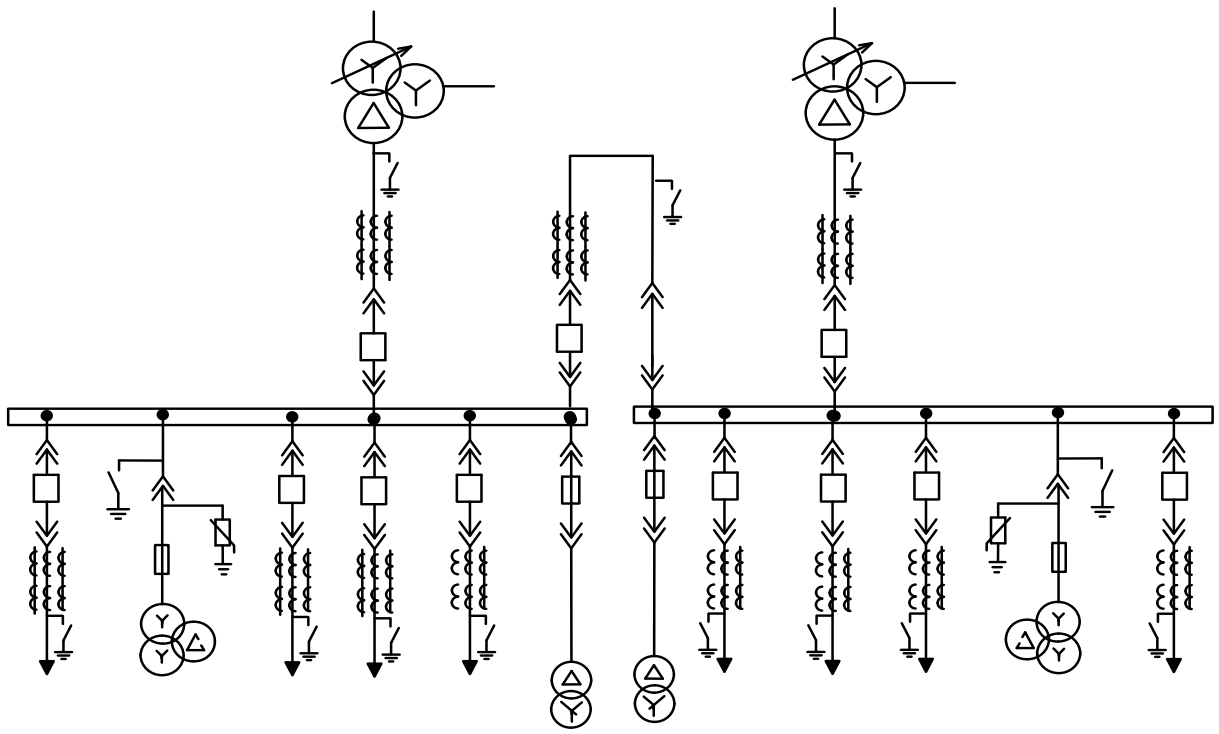


Рисунок 6. Типовая схема РУ-10 кВ №10-1
«Одна секционированная выключателем система шин»

Выводы. В разделе 2 рассмотрена структурная схема подстанции, предназначенная для приема и распределения электроснабжения. На основании структурной схемы произведен выбор схем электроустановок всех уровней напряжения - 110, 35 и 10 кВ.

4 Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования

«Токи короткого замыкания вызывают значительные разрушения электрооборудования и электрических сетей, самым опасным является ток трехфазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный, так и системный характер. Объем аварийных ситуаций в результате прохождения трехфазного тока КЗ зависит от выполненных мероприятий для отключения поврежденного участка цепи, в электрических сетях. К данным мероприятиям относятся как установка необходимого комплекта защит РЗА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на системообразующих подстанциях, повышающих/понижающих и электростанциях» [12].

4.1 Расчет токов короткого замыкания

«На основании структурной схемы подстанции, с учетом принятых схем электрических соединений и режима работы трансформаторов (раздельный, параллельный) составляется расчетная схема установки. На схеме указываются необходимые для расчета трехфазного короткого замыкания точки КЗ. На основании расчетной схемы электрических соединений составляется схема замещения, на ней наносятся сопротивления всех элементов электрической схемы» [13].

«Определяются величины сопротивлений нанесенных на схему замещений элементов в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения» [5].

«Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся

определенными значениями эквивалентной ЭДС $E_{\text{экв}}$ и ударного коэффициента $k_{уд}$ были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением» [17].

«Расчет токов короткого замыкания необходим, чтобы, выбрать электроаппараты, провода, шины. Нагрузкой потребителей при расчете токов короткого пренебрегают, так как она значительно удалены от расчетных точек короткого замыкания» [17].

Для схемы электрической показанной на рисунке 7 выполним расчет токов короткого замыкания. На схеме приведены, трансформатор типа ТДТН-25000/110/35/10.

Для расчетных точек токов КЗ взяты шины ОРУ 110, 35 и РУ 10 кВ. Составлена расчетная схема для расчетов токов КЗ рисунок 7.

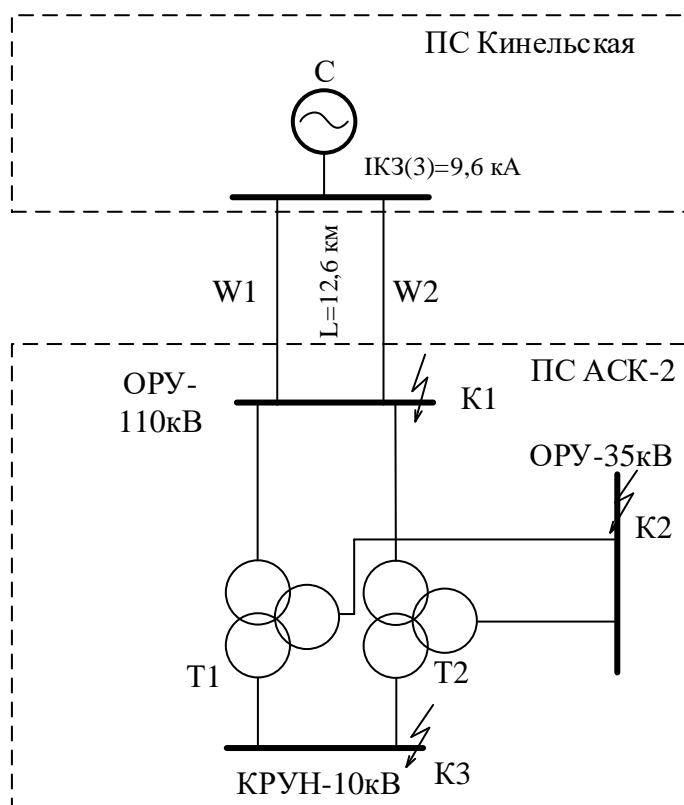


Рисунок 7 – Расчетная схема

8. Схема замещения подстанции будет иметь вид, показанный на рисунке

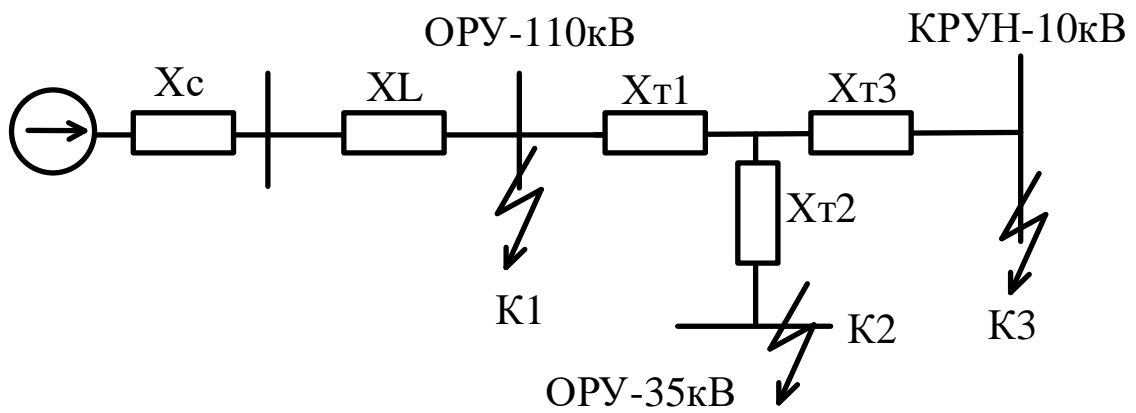


Рисунок 8 – Схема замещения

Сопротивление системы на шинах 110 кВ ПС:

$$X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}, \quad (8)$$

где X_c – сопротивление системы;

$I_{кз}$ – ток замыкания на 110 кВ;

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

Индуктивное сопротивление ВЛ:

$$X_l = X_{уд} \cdot l. \quad (9)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление провода ВЛ- 0,42 Ом/км;

l – длина ВЛ.

Сопротивление трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к ВН} = 0,5 \cdot (U_{к ВН - НН} + U_{к ВН - СН} - U_{к СН - НН}), \quad (10)$$

$$U_{к СН} = 0,5 \cdot (U_{к ВН - СН} + U_{к СН - НН} - U_{к ВН - НН}), \quad (11)$$

$$U_{к НН} = 0,5 \cdot (U_{к ВН - НН} + U_{к СН - НН} - U_{к ВН - СН}), \quad (12)$$

Где $U_{к ВН-НН}$ - напряжение КЗ между обмотками 110-10 кВ;
 $U_{к ВН-СН}$ - напряжение КЗ между обмотками 110-35 кВ;
 $U_{к СН-НН}$ - напряжение КЗ между обмотками 110-10 кВ.

$$X_T = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T}, \quad (13)$$

где X_T – сопротивление трансформатора;

$U_{к}$ – напряжение КЗ трансформатора;

$U_{ном}$ – напряжение сети;

$S_{ном}$ – мощность трансформатора.

Произведем расчет сопротивлений.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9,6} = 6,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии:

$$X_l = 0,42 \cdot 12,6 = 5,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$U_{к ВН} = 0,5(17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,7,$$

$$U_{к СН} = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0,$$

$$U_{к НН} = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,7.$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К1:

$$I_{ноК1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{к1})}, \quad (14)$$

где $U_{ном}$ – напряжение сети;

$X_{к1}$ – сопротивление в точке К1.

$$X_{к1} = X_c + X_l, \quad (15)$$

$$X_{к1} = 6,6 + 5,2 = 11,8 \text{ Ом},$$

$$I_{ноК1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 11,8} = 5,4 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2 приведенный к напряжению ВН:

$$I_{ноК2(ВН)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{к2})}, \quad (16)$$

где $X_{к2}$ – сопротивление в точке К2.

$$X_{K2} = X_c + X_l + X_{T1} + X_{T2}, \quad (17)$$

$$X_{K2} = 6,6 + 5,2 + 10,7 + 0 = 22,5 \text{ Ом},$$

$$I_{noK2}(ВН) = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 22,5} = 2,8 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке К2 приведенный к напряжению СН:

$$I_{noK2} = \frac{U_{ВН}}{U_{СН}} \cdot I_{noK2}(ВН), \quad (18)$$

где $U_{ВН}$ – номинальное напряжение сети ВН;

$U_{СН}$ – номинальное напряжение сети СН;

I_{noK2} – Ток КЗ в точке К2 приведенный к напряжению ВН.

$$I_{noK2} = \frac{115}{35} \cdot 2,8 = 9,2 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К3 приведенный к напряжению ВН:

$$I_{noK3}(ВН) = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{K3})}, \quad (19)$$

где X_{K3} – сопротивление в точке К2

$$X_{K3} = X_c + X_l + X_{T1} + X_{T3}, \quad (20)$$

$$X_{K3} = 6,6 + 5,2 + 10,7 + 6,7 = 39,2 \text{ Ом},$$

$$I_{noK3}(ВН) = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 39,2} = 1,6 \text{ кА},$$

Ток КЗ в точке КЗ приведенный к напряжению НН:

$$I_{\text{ноКЗ}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{ноКЗ(ВН)}}, \quad (21)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение сети ВН;

$U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение сети НН;

$I_{\text{ноКЗ}}$ – Ток КЗ в точке КЗ приведенный к напряжению ВН.

$$I_{\text{ноК2}} = \frac{115}{10,5} \cdot 1,6 = 17,5 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток в точках КЗ 1,2,3:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{но}}, \quad (22)$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент принимаем по справочнику:

– для сети, связанной с шинами (110кВ) -1,608;

– для сети, связанной с шинами через трансформаторы (СН - 35кВ
и НН - 10 кВ) –1,7;

$I_{\text{но}}$ – ток 3-х фазного КЗ в рассматриваемой точке.

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,4 = 12,1 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{удК2}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 9,2 = 21,8 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{удК3}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 17,5 = 41,7 \text{ кА.}$$

Расчет термической стойкости:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_0 + T_a), \quad (23)$$

где I_{no} – ток 3-х фазного КЗ в рассматриваемой точке;

t_0 – время отключения короткого замыкания;

T_a – постоянная времени затухания.

– для сети, связанной с шинами (110кВ) -0,03;

– для сети, связанной с шинами через трансформаторы -0,05;

$$t_0 = t_{pz} + t_{откл}, \quad (24)$$

где t_{pz} – время срабатывания релейной защиты;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя.

$$t_0 K1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с},$$

$$t_0 K2 = 0,3 + 0,03 = 0,33 \text{ с},$$

$$t_0 K3 = 0,3 + 0,035 = 0,335 \text{ с},$$

$$B_k K1 = 5,4^2 \cdot (0,54 + 0,03) = 16,6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k K2 = 9,2^2 \cdot (0,33 + 0,05) = 32,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k K3 = 17,5^2 \cdot (0,335 + 0,05) = 118 \text{ кА}^2\text{с}.$$

4.2 Выбор и проверка на прочность электрических аппаратов, измерительных трансформаторов, ОПН

Работа электрооборудования без повреждений устройств выполняется при их правильном расчете и выборе в длительном режиме и тяжёлых условиях работы, а также при прохождении токов короткого замыкания.

Электрические коммутирующие приборы необходимо выбирать по стандартным характеристикам, по возможным режимам работы. Выбираемые аппараты требуется проверить по тяжелому режиму, существующих значений токов короткого замыкания в месте установки этого аппарата.

По следующим условиям произведем выбор аппаратов и проводников:

- номинальному напряжению $U_{уст.} = U_{вн}$,
- током утяжеленного рабочего режима $I_{max} \leq I_{ном.вык}$,
- отключающей возможности $I_k \leq I_{откл}$,
- электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$,
- термической стойкости.

Проверка и выбор разъединителей 110 кВ и 35 кВ

«Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при снятии электрооборудования для ремонта. Разъединители включаются и отключаются без нагрузки (сначала цепь должна быть отключена выключателем)» [14].

«Для разъединителей устанавливаются следующие требования: создание видимого разрыва; соответствие по электродинамической и термической стойкости при возникновении токов короткого замыкания; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение в плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность» [14].

Для электроустановки 110 кВ «выбираем разъединитель типа РГ-110/630-УХЛ1 с комплектом ЗН:

Разъединитель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ,
- номинальный ток $I_{ном} = 630$ А,
- ток термической стойкости $I_T = 31,5$ кА,
- ток динамической стойкости $I_d = 50$ кА» [6].

Выбор производим по следующим параметрам:

- номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

- номинальному рабочему току $I_{раб} < I_{ном}; I_{махб} < I_{ном}$

$$131 \text{ А} \leq 630 \text{ А}; 183 \text{ А} \leq 630 \text{ А.}$$

- электродинамической стойкости:

$$12,1 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

- термической стойкости:

$$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для электроустановки 35 кВ выбираем разъединитель типа РГ-35/1000-УХЛ1 с комплектом ЗН:

«Разъединитель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$,
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$,
- ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 20 \text{ кА}$,
- ток динамической стойкости $I_{\text{д}} = 40 \text{ кА}$ » [14].

Выбор производим по следующим параметрам:

- номинальному напряжению

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

- номинальному рабочему току $I_{\text{раб}} < I_{\text{ном}}$; $I_{\text{махб}} < I_{\text{ном}}$

$$413 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}; 578 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости

$$21,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- термической стойкости

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

Данные по выбору разъединителя приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка разъединителя

Разъединитель РГ-110/630-УХЛ1		Разъединитель РГ-35/1000-УХЛ1	
Полученные значения	Данные по справочнику	Полученные значения	Данные по справочнику
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб} = 131 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб} = 413 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{мах} = 183 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{мах} = 578 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{уд} = 12,1 \text{ кА}$	$I_{д} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,8 \text{ кА}$	$I_{д} = 40 \text{ кА}$
$I_{уд} = 12,1 \text{ кА}$	$I_{д} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,8 \text{ кА}$	$I_{д} = 40 \text{ кА}$

Проверка и выбор выключателей 110 кВ и 35 кВ

«Для открытого распредустройства 110 кВ принимаем элегазовый выключатель марки ВЭБ - 110 - 40/2500 УХЛ1 имеющий встроенные трансформаторы тока. Выключатель имеет до 8 встроенных трансформаторов тока, позволяющих отказаться от применения выносных трансформаторов тока наружной установки» [19].

«Выключатель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$,
- номинальный ток $I_{ном} = 2500 \text{ А}$,
- номинальный ток отключения $I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$,
- ток электродинамической стойкости $I_{д} = 50 \text{ кА}$,
- ток термической стойкости $I_{т} = 40 \text{ кА}$ » [19].

Проверку производим по следующим параметрам:

- номинальному напряжению

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

- номинальному рабочему току $I_{раб} < I_{ном}; I_{махб} < I_{ном}$

$$131\text{A} \leq 2500\text{ A}; 183\text{A} \leq 25000\text{ A};$$

- электродинамической стойкости

$$12,1\text{ кА} \leq 50\text{ кА};$$

- по отключающей способности

$$5,4\text{ кА} \leq 40\text{ кА};$$

- термической стойкости

$$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2\text{с}.$$

«Для открытого распределительного устройства 35 кВ принимаем элегазовый выключатель марки ВГБ - 35 - 12,5/630 УХЛ1 имеющий встроенные трансформаторы тока ТВ-35. Выключатель имеет до четырех встроенных трансформаторов тока, позволяющих отказаться от применения выносных трансформаторов тока наружной установки» [19].

«Выключатель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35\text{ кВ}$
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 630\text{А}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{ном.откл}} = 12,5\text{ кА}$;
- ток электродинамической стойкости $I_{\text{д}}=32\text{кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{т}}= 12.5\text{ кА}$ » [19].

Выбор производим по следующим параметрам:

- номинальному напряжению

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

- номинальному рабочему току : $I_{\text{раб}} < I_{\text{ном}}; I_{\text{махб}} < I_{\text{ном}}$

$$413 \text{ А} \leq 630 \text{ А}; 578 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$21,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- по отключающей способности:

$$9,2 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k = 12,5^2 \cdot 3 = 468 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Данные по выбору выключателя приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателей

ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1		ВГБ – 35 - 12,5/630 УХЛ1	
Полученные значения	Данные по справочнику	Полученные значения	Данные по справочнику
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{но}} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 12,5 \text{ кА}$
$I_{\text{раб}} = 131 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 413 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{мах}} = 183 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 578 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 12,1 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,8 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{красч}} = 16,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} = 32,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 468 \text{ кА}^2\text{с}$

«Для электроустановки 110 кВ рассмотрим трансформатор напряжения, который необходим на каждой из секций шин, к которому подключены измерительные приборы и приборы учета. Принимаем к рассмотрению трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1» [13].

«Справочные данные трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение – $110/\sqrt{3}$ кВ;
- номинальная мощность в классе точности 0,5 – 200 ВА;
- номинальное напряжение вторичной обмотки – $100/3$ В» [13].

Проверяем по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{ном},$$

где S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле,

присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

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

$$S_2 = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (25)$$

Сопротивление вольтметра подключенного к обмотке трансформатора с потребляемой мощностью $S_{приб} = 1$ ВА., а также ваттметр и варметр с номинальной мощностью по $S_{приб} = 2$ ВА.

Суммарная мощность приборов измерения составит 5 ВА.

$$S_2 = 5,0 \text{ ВА} < S_{ном} = 200 \text{ ВА}.$$

Вторичная основная обмотка трансформатора напряжения номинальной мощностью 200 ВА соединяется по схеме звезда. Выполним расчет для подтверждения работы трансформатора в заявленном классе точности 0,5.

«Для электроустановки 35 кВ рассмотрим трансформатор напряжения. Принимаем к рассмотрению трансформаторы напряжения НАМИТ-35 УХЛ1» [9].

«Технические данные трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение – 35 кВ;
- номинальная мощность в классе точности 0,5 – 200 ВА;
- номинальное напряжение вторичной обмотки – 100/3 В» [9].

Проверяем по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{\text{ном.}}$$

где S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле,

присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

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

Сопротивление вольтметра подключенного к обмотке трансформатора с потребляемой мощностью $S_{\text{приб}} = 1$ ВА., а также ваттметр и варметр с номинальной мощностью по $S_{\text{приб}} = 2$ ВА.

Суммарная мощность приборов измерения составит 5 ВА.

$$S_2 = 5,0 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА.}$$

Вторичная основная обмотка трансформатора напряжения номинальной мощностью 200 ВА, соединяется по схеме звезда. Выполним расчет для подтверждения работы трансформатора в заявленном классе точности 0,5.

Для электроустановок 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ рассмотрим ОПН. Основную опасность для электрооборудования несет кратковременное большое повышение значения номинального напряжения в сети, т.е. перенапряжение. За частую, природой его возникновения является попадание

грозовых ударов на высоковольтные линии электропередач, а также коммутационные разряды в сети. «Возникающие импульсы высокого напряжения могут безвозвратно вывести из строя дорогостоящее оборудование, быть причиной возникновения пожаров и взрывов» [20].

Для избежания указанных нежелательных явлений, то есть для защиты изоляции высоковольтного оборудования, поставим ограничители перенапряжений (ОПН).

«Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) - электрические устройства, применяемые для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор» [20].

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН).

На 110 кВ: ОПН-110/88-10/650(II)2-УХЛ1.

На 35кВ: ОПНп-35/37,5-УХЛ1.

На 10кВ: ОПН-РТ-10/11-УХЛ1.

Для электроустановки 110 кВ рассмотрим типы изоляторов. В гирлянде состав изоляторов выбирается в зависимости от рабочего напряжения линии, условий загрязнения атмосферы, типа опор и применяемых изоляторов. Например, для ВЛ напряжением 110 кВ – применяется от 6 до 7 шт. Выбираем изоляторы стеклянные типа ПСД-70Е. Технические характеристики изолятора ПСД-70Е указаны в таблице 7.

Таблица 5 – Технические данные изолятора ПСД-70Е

Механическая разрушающая нагрузка, кН, не менее	Высота, мм	Длина утечки, мм, не менее	Максимальное напряжение, кВ	Пробивное напряжение, кВ	Диаметр, мм
70	127/146	411	75	45	130

Изолятор ПСД-70Е используется в электроустановках напряжением от 6 до 500 кВ, следовательно, подходит для всех типов ПС. Набираем по шесть изоляторов в гирлянду.

Изолятор должен обязательно выдерживать внутренние и атмосферные перенапряжения, возникающие в сетях соответствующего класса напряжения.

«Требования к уровню электрической прочности любой изоляционной конструкции по отношению к перенапряжениям определяется величиной испытательного напряжения промышленной частоты, приложенной к этой конструкции в течении 60 с» [20].

Число изоляторов в гирлянде определим по формуле:

$$n = \frac{U_{\text{исп}}}{U_{\text{раб}}}. \quad (26)$$

где $U_{\text{исп}}$. – испытательное напряжение, $U_{\text{исп.}} = 250$ кВ;

$U_{\text{раб.}}$ – рабочее напряжение изолятора, $U_{\text{раб.}} = 35$ кВ.

$$n = \frac{250}{35} = 7,1 \text{ шт.}$$

Рассчитанные значения округляем и в результате количество изоляторов в гирлянде составит 8 шт.

Выводы. В разделе 4 выполнен расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах 110, 35 и 10 кВ. По расчетным данным токов КЗ были выбраны разъединители и выключатели, трансформаторы напряжения. Применяемое оборудование удовлетворяет номинальным данным и токам КЗ.

5 Электробезопасность

«Все металлические части электроустановок, нормально не находясь под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения» [10].

Заземление – это преднамеренное электрическое присоединение кожухов оборудования к заземляющему проводнику.

Заземляющие проводники применяются для соединения корпусов электрооборудования с заземлителем.

«В зависимости от напряжения, на которое рассчитывается заземление и вида присоединения нейтрали сопротивление заземляющего устройства может быть: [10]»

– ≤ 4 Ом в электроустановках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью;

– $\leq 2; 4; 8$ Ом в электроустановках напряжением, равным 660; 380; 220 В с глухозаземлённой нейтралью;

– $\leq 0,5$ Ом в электроустановках напряжением выше 1000 В с глухозаземлённой нейтралью [10]».

Произведем расчет заземления РУ 110 кВ.

Удельное сопротивление грунта: верхний/нижний слой - 60/300 Ом.

Периметр электроустановки принимаем по схеме. Площадь территории 100 x 95 м².

За расчётную длительность воздействия τ_B примем:

$$\tau_B = t_{р.з.} + t_{откл. в.}, \quad (27)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия релейной защиты - 0,1 с;

$t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключение выключателя- 0,05 с.

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с,}$$

Для $\tau_{\text{в}} = 0,15$ с находим напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В,}$$

Коэффициент прикосновения

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_b}{a} - \frac{l_r}{\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (28)$$

где Lr – длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

M – параметр, зависящий от отношения $\rho_1/\rho_2 = 300/60=5$;

$M=0,806$;

S – площадь ОРУ 9500 кВ, м²;

где $\beta = 57$ – коэффициент, определяющий соотношение сопротивления человека ($R_{\text{ч}}$), к сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta_{\text{ч}} = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 \rho_1}, \quad (29)$$

$$\beta_{\text{ч}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 600} = 0,53,$$

$$K_n = \frac{0,806 \cdot 0,52}{\left(\frac{5}{5} - \frac{750}{\sqrt{100 \cdot 100}}\right)^{0.45}} = 0,058.$$

Потенциал на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\text{П}}}, \quad (30)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,058} = 6896,5 \text{ В.}$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_3}{I_3^{(1)}}, \quad (31)$$

где $I_3^{(1)} = 1845 \text{ А}$ - ток стекающий с заземлителя при однофазном КЗ.

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{6896,5}{1845} = 3,73 \text{ Ом,}$$

Существующий план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{100 \cdot 95} = 97,4 \text{ м}^2,$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$M = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (32)$$

$$M = \frac{750}{2 \cdot 97,4} = 3,8.$$

принимаем $m = 4$.

Длина полос в расчётной модели

$$B = 97,4/4 \sqrt{24}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_b} - 1, \quad (33)$$

$$n_b = \frac{97,4 \cdot 4}{1 \cdot 20} - 1 = 18 \text{ шт},$$

принимаем $n_b = 16$.

Общая длина вертикальных заземлителей

$$LB = l_b \cdot n_b,$$

$$LB = 20 \cdot 16 = 321 \text{ м},$$

Относительная глубина

$$n_b = \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1, \quad (34)$$

$$n_b = \frac{20 + 0,7}{97,4} = 0,14,$$

тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_b + t}{\sqrt{S}}, \quad (35)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{20 + 0,7}{97,4} = 0,33,$$

для $\rho_1/\rho_2 = 5$ $a/l_b = 1$;

$$p = \frac{h1 - t}{lb}, \quad (36)$$

$$p = \frac{2 - 0,7}{20} = 0,065,$$

Определяем $\rho_3/\rho_2 = 1,4$; тогда $\rho_3 = 1,4 \rho_2 = 1,4 \cdot 60 = 84$.

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{Lr + Lb}, \quad (37)$$

$$R_3 = 0,33 \cdot \frac{84}{97,4} + \frac{84}{750 + 321} = 0,36 \text{ Ом},$$

что меньше допустимого $R_{3\text{доп}} = 1,806 \text{ Ом}$.

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (38)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,058 \cdot 1845 \cdot 0,36 = 38,8 \text{ В},$$

Что меньше допустимого $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$.

План заземляющего устройства показан на рисунке 9.

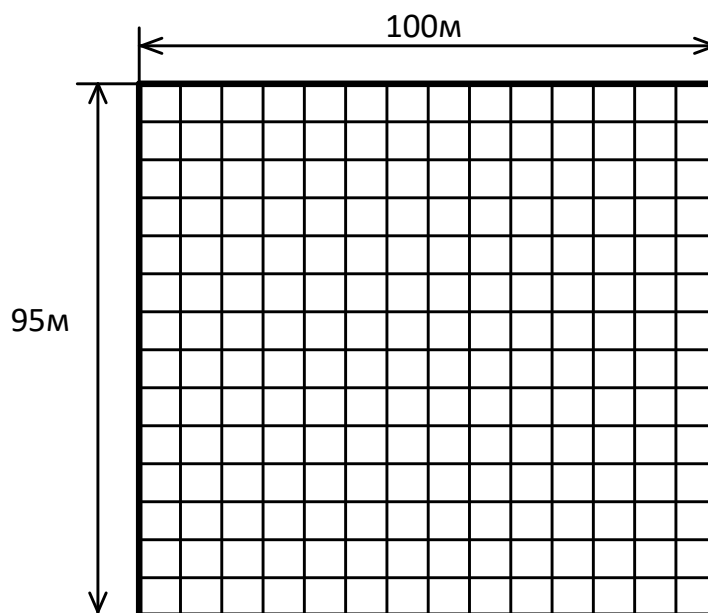


Рисунок 9 – План заземляющего устройства

Расчёт молниезащиты

Размеры ОРУ: 100 x 95 м

Высота молниеотводов: $h_1 - h_4 = 30,1$ м

Расстояние между молниеотводами:

$L_{1-2} = 85$ м; $L_{3-4} = 85$ м; $L_{1-3} = 90$ м; $L_{2-4} = 90$ м.

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{1,2,3,4 \text{ эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (39)$$

где h – высота молниеотводов

$$h_{1,2,3,4 \text{ эф}} = 0,85 \cdot 30,1 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01-04} = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (40)$$

где h – высота молниеотводов

$$r_{01-04} = (1,1 - 0,002 \cdot 30,1) \cdot 30,1 = 31,2 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $hx = 4,9$ м

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$rx1 - rx4 = r01 \left(1 - \frac{hx}{h\text{эф}}\right), \quad (41)$$

$$rx1 - rx4 = 31,2 \left(1 - \frac{4,9}{25,5}\right) = 25,3 \text{ м.}$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

между M01 и M02, и M03 и M04:

$$hcx12 = h\text{эф}1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h1) \cdot (L12 - h1), \quad (42)$$

$$hcx12 = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (85 - 25,5) = 15 \text{ м,}$$

$$hcx34 = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (85 - 25,5) = 15 \text{ м,}$$

между M01 и M03, и M02 и M04:

$$hcx13 = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (90 - 25,5) = 14 \text{ м,}$$

$$h_{cx24} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (90 - 25,5) = 14 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

между M01 и M02, и M03 и M04:

$$r_{cx} = r_{01} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \quad (43)$$

$$r_{cx12} = 31,2 \cdot \left(\frac{15 - 4,9}{15} \right) = 21 \text{ м,}$$

$$r_{cx34} = 31,2 \cdot \left(\frac{15 - 4,9}{15} \right) = 21 \text{ м,}$$

между M01 и M03, и M02 и M04:

$$r_{cx13} = 31,2 \cdot \left(\frac{14 - 4,9}{14} \right) = 20 \text{ м,}$$

$$r_{cx24} = 31,2 \cdot \left(\frac{14 - 4,9}{14} \right) = 20 \text{ м.}$$

Расчетная схема молниезащиты показана на рисунке 10.

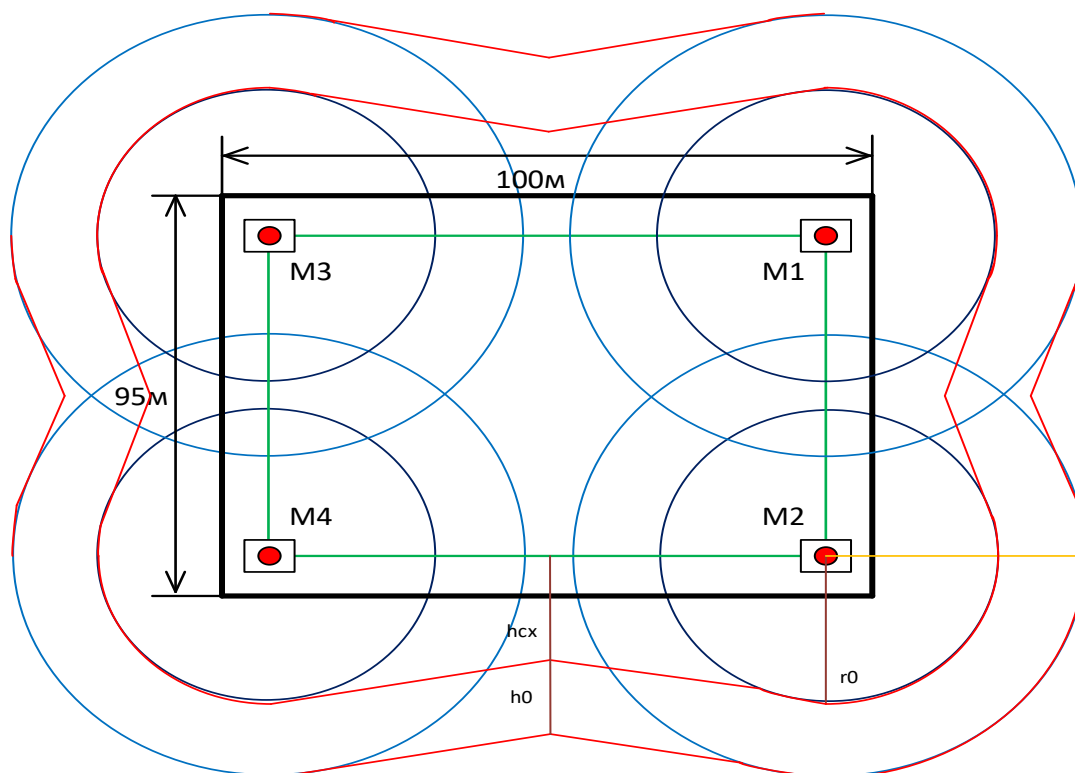


Рисунок 10 - Расчетная схема молниезащиты

Выводы. В разделе 5 произведен расчет защитного заземления и молниезащиты подстанции. Расчетная модель заземления и молниезащиты обеспечивает требуемую безопасность персонала и оборудования при ненормальных режимах работы.

Заключение

В соответствии с заданием в выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция понизительной подстанции 110/35/10 кВ АСК-2.

В работе решены следующие задачи:

- произведен расчет мощности электрических нагрузок, на основании которой выполнен выбор количества, типа и мощности силовых трехфазных трех обмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ, трансформаторов для питания собственных нужд, а также применение необходимой электрической схемы распределительных устройств в соответствии с категорией надежности потребителей;
- выполнен расчет токов короткого замыкания. Согласно расчетам, произведен выбор электрооборудования и коммутационных аппаратов, для измерения трансформаторов тока и напряжения. Соответствие выбора оборудования подтверждается проверкой токами нагрузки и токам короткого замыкания, что соответствует правильности выбора;
- для осуществления электробезопасности выполнен расчёт контура заземления подстанции и молниезащита.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы изучены и применены в работе актуальные нормативные документы и расчетные методики проектирования, на основании чего разработана схема подстанции, которая соответствует предъявляемым требованиям, к проектируемым понизительным подстанциям. Рассмотрено, выбрано и проверено основное современное оборудование, имеющее высокие значения стойкости к переходным процессам в электроустановке в нормальных и аварийных режимах работы, поставленная цель выпускной квалификационной работы, обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей и повышение надежности электроснабжения с заменой устаревшего электрооборудования выполнена.

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. «Феникс», 2003.
2. Баумштейн И. А., Бажанов С. А Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш. и др. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. М.: Издательство МЭИ, 2004.
4. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. пособие. М.: Энергоатомиздат, 1990. 551 с.
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
6. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
7. ГОСТ 689-90 Разъединители и заземлители переменного тока и напряжения свыше 1000 В.
8. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Коломиец Н.В., Пономарчук Н. В., Шестакова В. В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. 143 с.
10. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2002. 375 с.
11. Коммутационное и высоковольтное оборудование 35-110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.zeto.ru/> (дата обращения: 25.04.2022).
12. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учебник для среднего профессионального образования. М.: Издательство Юрайт, 2020. 362 с.
13. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

14. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для ВУЗов. М.: Высшая школа, 1982.
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204. / М-во энергетики РФ. М.: Издательский, центр «Академия», 736 с.
16. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1998. 645 с.
17. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
18. Трансформаторы силовые масляные. АО «Уралэлектротяжмаш». URL:<https://www.uetm.ru/>.(дата обращения: 22.04.2022).
19. Технические характеристики элегазовых выключателей. URL:[https:// www. uetm.ru/](https://www.uetm.ru/) (дата обращения: 24.04.2022).
20. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Издательство НЦ ЭНАС. 2005. 179 с.