

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение технопарка в г. Чапаевск Самарской области»

Студент

И.И. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе «Электроснабжение технопарка в г. Чапаевск Самарской области» рассмотрены решения выбора электрооборудования новой понижающей подстанции 110/10 кВ для технопарка в г. Чапаевск, от которой будет запитан вновь строящееся индустриальный парк.

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие технических условий на технологическое присоединение данного индустриального парка к энергосистеме Самарской области.

В данной работе подробно рассмотрены разработка схемы ОРУ 110 кВ и структурной схемы подстанции, выбор оборудования РУ 110 кВ и 10 кВ понижающей подстанции 110/10 кВ Индустриального парка в г. Чапаевск выбора микропроцессорной релейной защиты и средств защиты от ПУМ.

Работа содержит пояснительную записку объёмом 52 листа, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика понизительной подстанции	7
1.2 Технические условия проектирования понизительной подстанции	9
2 Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции.....	10
3 Выбор силовых трансформаторов.....	13
3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов	13
3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10.....	15
4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции	18
5 Выбор оборудования электрической части ПС 110, 10 кВ Индустриального парка	24
5.1 Условия выбора оборудования	24
5.2 Выбор элегазовых выключателей для компоновки ОРУ 110 кВ	24
5.3 Выбор разъединителей для компоновки ОРУ 110 кВ	25
5.4 Выбор ТТ для компоновки ОРУ 110 кВ	26
5.6 Выбор ТН для компоновки ОРУ 110 кВ.....	29
5.7 Выбор ОПН для РУ 110 кВ	29
5.8 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Индустриального парка.....	29
5.8.1 Выбор выключателей на 10 кВ	30
5.8.2 Выбор ТТ для компоновки КРУ 10 кВ	31
5.8.3 Выбор ТИ в ЗРУ 10 кВ.....	32
6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ.	34
7 Выбор релейной защиты и автоматики	35
7.1 Микропроцессорная релейная защита	35
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора	39
7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	40
8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Индустриального парка	44

9 Собственные нужды подстанции	47
10 Система оперативного постоянного тока.....	49
12 Защита ПС 110 кВ от ПУМ.....	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	52

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора на территории субъектов Российской Федерации, особенно это выражено, при создании территорий опережающего развития и построения комплекса промышленной инфраструктуры для привлечения инвесторов, так называемых технопарков.

Темой квалификационной работы является «Электроснабжение технопарка в г. Чапаевск Самарской области» строительство понижающей подстанции в Самарской области для нужд индустриального парка в соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы».

Исходными данными для разработки данной работы являются:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА»»;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги».

В рамках данной работы выполняется расчет электрической части ПС 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА в соответствии с техническим заданием на разработку:

- установка двух силовых трансформаторов типа ТДН-25000/110/10 кВ с РПН.
- строительство ОРУ 110 кВ блочного типа.
- установка модульного здания, объединяющее в себе: ГЩУ, помещение дежурного электромонтера, ЗРУ 10 кВ и камеры под трансформаторы собственных нужд.

Целью данной работы является:

- разработка структурной схемы понизительной подстанции;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей промышленного парка;
- оценка необходимого объема электросетевого строительства.

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Проанализировать характер существующих и будущих потребителей электроэнергии промышленного парка;
2. Выбрать тип и мощность силовых трансформаторов понизительной подстанции;
3. Выполнить расчет токов короткого замыкания по стороне РУ-110 кВ и РУ-10 кВ;
4. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжениям выбрать оборудование электрической части ПС 110/10 кВ промышленного парка, а также выбрать и рассчитать уставки микропроцессорной релейной защиты [3].

1 Характеристика понизительной подстанции

Индустриальный парк «Чапаевск» расположен в границах г.о. Чапаевск Самарской области, вдоль трассы Р226 (Самара-Пугачев-Энгельс-Волгоград). Так же в непосредственной близости находятся дороги федерального значения А300 и М5 «Урал». Выгодное географическое положение индустриального парка обусловлено близостью к городу с его социальной и деловой инфраструктурой, наличием трудовых ресурсов, наличием инженерно-транспортной инфраструктуры: на площадку должны быть заведены все необходимые коммуникации (электроснабжение, газоснабжение, водоснабжение, хозяйственно-бытовая канализация, связь) и построена первая очередь внутриплощадочных автомобильных дорог с выездом на региональную трассу Р226.



Рисунок 1.1 – Территориальное размещение основного резидента
Индустриального парка Чапаевск

Проект создания и развития индустриального парка «Чапаевск» реализуется специализированной управляющей компанией АО «Технопарк» и министерством экономического развития, инвестиций и торговли Самарской области.

Основным резидентом Индустриального парка Чапаевск является промышленное предприятие KNAUF по производству строительных смесей из гипса. В соответствии проектной документацией заявленная мощность подключаемых потребителей второй очереди составляет 27 МВт.

Таким образом, своевременный вод подстанции 110/10 кВ для индустриального парка является актуальной задачей, а выбранное оборудование электрической части ПС 110/10 кВ должно соответствовать всем современным требованиям, так как от надежного функционирования данной подстанции зависит качество выпускаемой продукции будущих резидентов.

1.1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции

Климатический район строительства по СНиП 23-01-99* - ПВ. Зона влажности - сухая.

«Средняя годовая температура воздуха составляет плюс 4,00 С. Средняя температура наиболее теплого месяца (июль) плюс 25,0 С. Абсолютный максимум температуры равен плюс 39,0 С. Средняя температура наиболее холодного месяца (январь) составляет минус 8,50 С. Абсолютный минимум температуры воздуха минус 43,0 С» [5].

Температура воздуха наиболее холодных суток составляет: обеспеченностью 0,98 – минус 38,0 С; обеспеченностью 0,92 - минус 36,0 С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет: обеспеченностью 0,98 - минус 34,0 С; обеспеченностью 0,92 - минус 30,0 С.

Оттепели редки и всегда сопровождаются гололедом.

«Снежный покров устанавливается в середине ноября, толщина его к концу сезона достигает 50-60 см. Расчетная снеговая нагрузка для IV снегового района по СНиП 2.01.0785 "Нагрузки и воздействия" равна 240 кг/км².

Район по гололеду по СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия" - IV.

Нормативная толщина стенки гололеда (превышаемая раз в 5 лет) на элементах кругового сечения, расположенного на высоте 10 м над поверхностью земли составляет 25 мм. Среднее количество осадков в году - 306 мм» [5].

Преобладающим направлением ветров на исследуемой территории в зимний период года являются ветры юго-восточного и юго-западного и южного направлений, в теплый период - западного, северного и северо-западного направлений. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь - 3,7 м/с, средняя - 3,2 м/с, минимальная - 2,2 м/с. Нормативная ветровая нагрузка для III ветрового района по СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия" равна 38 кгс/км². Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена по пособию к СНиП 2,02,01-83* и составляет 1,6 м для глинистых грунтов.

Продолжительность солнечного сияния - 2278 часов в средний год, наибольшая среднемесячная - 318 часов в июле.

1.2 Технические условия проектирования понизительной подстанции

Согласно техническим требованиям при рассмотрении вопроса строительства понизительных подстанций рассматривают следующие разделы:

- строительство ОРУ 110 кВ с установкой новых силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТДН-25000/110.
- строительство современного ЗРУ 10 кВ.
- разработка мероприятий по защите от ПУМ и установка ОПНн.

2 Разработка схемы подключения к ЭС и структурной схемы подстанции

На основании технических условий на технологическое присоединение, для питания подстанции предусматривается разрезание ВЛ-110 кВ "Чапаевская-3" с образованием двух линий ВЛ-110 кВ "Чапаевская-Технопарк" и ВЛ-110 кВ "Технопарк-Индустриального парка".

В связи с отнесением территории расположения станции к IV гололедному району, в данной работе также предложены технические решения по организации плавки гололеда на отходящих ЛЭП 110 кВ.

Технические решения по плавке гололеда на ВЛ 110 кВ Просвет - Индустриального парка и ВЛ 110 кВ Кряжская - Индустриального парка с отпайкой на ПС 110 кВ Южная выполнены с учетом технических решений применяемых на аналогичных подстанциях. Организация плавки гололеда на проводах и грозотроссах», а именно плавка гололёда осуществляется постоянным током от ПС 220 кВ Чапаевская с применением нового управляемого выпрямителя типа ВУПГ-14/1200 на проводах ВЛ 110 кВ Просвет - Индустриального парка по схеме «фаза-фаза», а также на общем грозотросе ВЛ 110 кВ Просвет - Индустриального парка и ВЛ 110 кВ Кряжская — Индустриального парка с отпайкой на ПС 110 кВ Южная по схеме «трос-земля».

Закорачивающие разъединители для плавки гололёда на проводах по схеме «фаза-фаза» устанавливаются на ПС 110 кВ Индустриального парка. Для осуществления плавки гололеда на общем грозотросе по схеме «трос-земля» трос заземляется наглухо на опоре № 285 вблизи ПС 110 кВ Кряжская.

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора.

Требуемая категория надежности - II.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [18].

2. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии» [18].

3. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [18].

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125
3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125

Согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» рекомендовано применение схем:

Так как ПС 110/10 Индустриального парка тупиковая, то окончательно принимаем схемы РУ:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [18]. РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием.

- РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа, по схеме «10-1 - две рабочие секционированные выключателями система шин» [18].

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

3 Выбор трансформаторов ПС 110 кВ Индустриального парка

3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги» и техническим заданием, на ПС 110/10 кВ индустриального парка предусматривается установка двух силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10 с РПН, фарфоровой внешней изоляцией, производства ООО «Тольяттинский трансформатор».

$$S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

Нагрузка потребителей нужд 2ой очереди индустриального парка, планируемых к питанию от ПС 110/10 кВ Индустриального парка, на основании данных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги», составляют не более 27 МВА по прогнозным данным на часы максимальных нагрузок 2021 года.

Исходя из вышеизложенного делаем вывод, что устанавливаемые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ТДН-25000/110/10, при аварийном отключении одного из них, оставшийся в работе будет работать с допустимой 40% перегрузкой.

Загрузка силовых трансформаторов на понизительной подстанции должна находиться в пределах от 0,5 до 0,7 [4], это связано, во-первых с уровнем потерь в трансформаторах исходя из их загрузки, во-вторых исключением повышенной нагрузки на изоляцию обмоток трансформатора во время перегрузки. Исходя из вышеперечисленного проверим коэффициент загрузки k_3^H для устанавливаемого трансформатора ТДН–25000/110/10.

«Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы подстанции должен удовлетворять следующему условию» [9]:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТРДН–40000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{27}{2 \cdot 25} = 0,54$$

где « S_{max} – максимальная мощность, МВА» [9];

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Исходя из вышеизложенного видно, что силовые трансформаторы марки ТДН-25000/110/10 будут загружены оптимально.

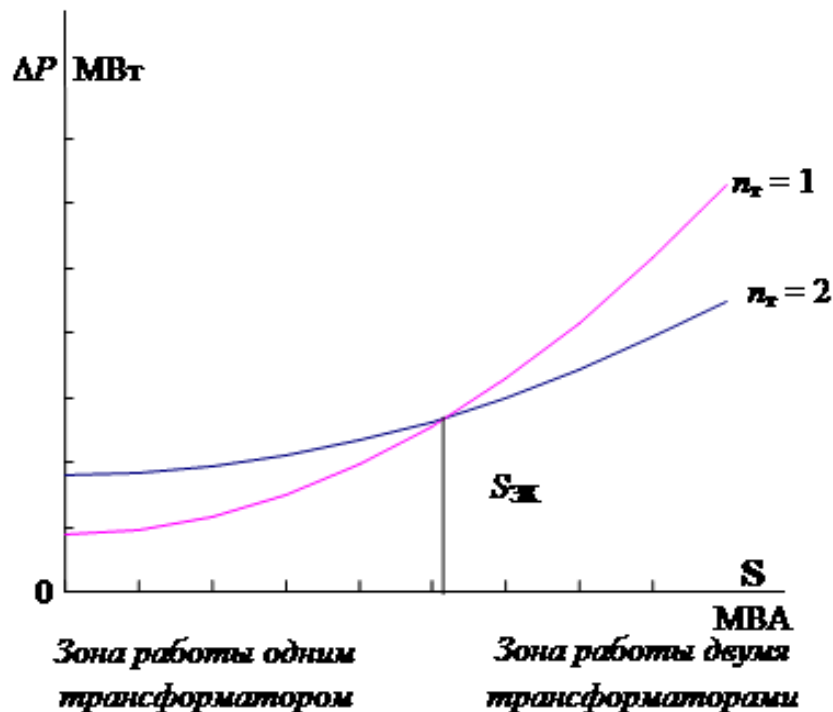


Рисунок 3.1 – Зависимость потерь в трансформаторе от количества трансформаторов и от коэффициента загрузки k_3^H

3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10

Проведем технико-экономические расчеты условных затрат на установку новых силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10 на ПС 110/10 кВ Индустриального парка.

Таблица 3.1 – Справочная информация трансформаторов ТДН-25000/110/10

Конструктивное исполнение трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	ООО «Тольяттинский трансформатор» Данные завода производителя					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
Трансформатор ТДН	25,0	115,0	10,5	10,5	120,0	19,0	0,23
Ориентировочная цена завода изготовителя: более 13 млн. руб.							

Уровень потерь в трансформаторе:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,8 \text{ кВт},$$

Величина потерь реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.}; \quad (3.4)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар}.$$

Далее приведем значения потерь для различных режимов работы трансформатора ТДГ-25000/110/10.

Уровень потерь в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке:

По активной (полезной) мощности:

$$P'_{\kappa.H} = P_{\kappa.H} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa.H}; \quad (3.5)$$

$$P'_{\kappa.H} = 120 + 0,05 \cdot 4593 = 350 \text{ кВт};$$

$$P'_{\kappa.B} = P_{\kappa.B} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa.B}; \quad (3.6)$$

$$P'_{\kappa.B} = 0 + 0,05 \cdot 327 = 16,35 \text{ кВт},$$

По реактивной мощности:

$$Q_{\kappa.B} = \frac{U_{\kappa.B}(\%)}{100} \cdot S_{ном.T}; \quad (3.7)$$

$$Q_{\kappa.B} = \frac{1,3125}{100} \cdot 25000 = 327 \text{ квар};$$

$$Q_{\kappa.H} = \frac{U_{\kappa.H}(\%)}{100} \cdot S_{ном.T}; \quad (3.8)$$

$$Q_{\kappa.H} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593 \text{ квар},$$

где $U_{\kappa.B}$, $U_{\kappa.H_1}$, $U_{\kappa.H_2}$ – данные из выражений [4], по выражению (3.9, 3.10):

$$U_{\kappa.B} = 0,125 \cdot u_{\kappa.BH-HH}; \quad (3.9)$$

$$U_{\kappa.B} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ } \%;$$

$$U_{\kappa.H} = 1,75 \cdot u_{\kappa.BH-HH}; \quad (3.10)$$

$$U_{\kappa.H} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ } \%.$$

Проведем расчет затрат:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}; \quad (3.11)$$

$$I_{\text{э}} = 1384178 \cdot 0,97 = 1342652 \text{ руб},$$

где ΔW_{nc} – потери электроэнергии в трансформаторах, $кВт \cdot ч$;

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1 $кВт \cdot ч$ электроэнергии, $руб/кВт \cdot ч$, данная величина берётся на основании актуальных данных о тарифах сбытовых компаний по уровню напряжения ВН.

Затраты приведенные $З_{np}$:

$$З_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_{\text{э}}; \quad (3.12)$$

$$З_{np} = 0,15 \cdot 13000000 + 1222000 + 1342652 = 4514652 \text{ руб},$$

где затраты на оборудование подстанции составляют 13 000 000 руб.

Отчисления I_o :

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K; \quad (3.13)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 13000000 = 1222000 \text{ руб},$$

Данные для расчета соответствуют «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» [7].

На основании результатов технико-экономического расчета, затраты, приведённые на установку силового трансформатора типа ТДН-25000/110/10 составят более 4 млн. руб.

4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции

Расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети. Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания [15].

Приведем типовую схему замещения для расчетов токов КЗ ПС 110/10 кВ Индустриального парка, рисунок 4.1.

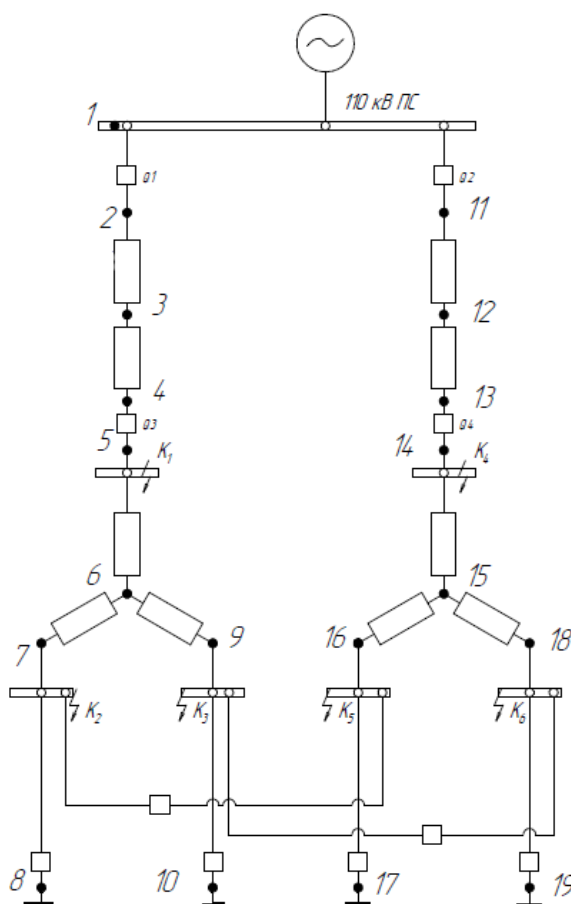


Рисунок 4.1 – Схема замещающая параметры сети для расчета токов КЗ

Все параметры элементов электрической сети определяются конструктивными особенностями и внутренними сопротивлениями на основании имеющихся паспортных данных предварительного выбранного оборудования:

Система: $U_H = 110 \text{ кВ}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_{K3} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

ВЛ: $x_{y\partial 1} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 10 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 110 \text{ кВ},$

$x_{y\partial} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 10 \text{ кВ}.$

Трансформатор: $S_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

«В схеме замещения Z_C – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов, установленных элементы энергосистемы, не входящие в состав подстанции, так называемые элементы внешней системы электроснабжения» [10].

«Рассчитаем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [10]:

«Сопротивление системы определяем по формуле» [10]:

$$x_{* \bar{o}, c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}; \quad (4.1)$$

«Рассчитаем сопротивление системы» [10]:

$$x_{* \bar{o}, c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

«Рассчитываем сопротивление трансформатора согласно номинальным данным» [10].

$$x_{* \bar{o}, T_{\theta}} = \frac{U_{\kappa \theta}, \%}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{ном} T}} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned}
 x_{*\bar{\sigma}, T_{\bar{\sigma}}} &= \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,41 \\
 x_{*\bar{\sigma}, T_H} &= \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номT}} \\
 x_{*\bar{\sigma}, T_H} &= \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,74.
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанцию от внешней системы электроснабжения» [10]:

$$\begin{aligned}
 x_{*\bar{\sigma}, л} &= x_{y\partial} l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}; \\
 x_{*\bar{\sigma}, л} &= 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

где $U_{к.б} = 1,314 \%$, $U_{к.н} = 18,375 \%$ – (для трансформатора $S_{ном} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [9]:

$$\begin{aligned}
 x_{*рез(\bar{\sigma})} &= x_{*\bar{\sigma}, c} + x_{*\bar{\sigma}, л}; \\
 x_{*рез(\bar{\sigma})} &= 0,2 + 0,13 = 0,33.
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К1 определим базисный ток на шинах ВН подстанции 110/10 кВ Индустриального парка, который будет равен» [9]:

$$\begin{aligned}
 I_{\bar{\sigma}} &= \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \\
 I_{\bar{\sigma}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

«Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени» [9]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (4.7)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 7,54 \text{ кА.}$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.»[9]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}; \quad (4.8)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot 1,8 = 19,2 \text{ кА,}$$

«где $k_{y\partial}=1,8$ –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, определенный как $k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}$ » [9]

Базисное сопротивление в точке К2 составит:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л} + x_{*\bar{\sigma},T_г} + x_{*\bar{\sigma},T_{H1,2}} + x_{*\bar{\sigma}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции» 110/10 кВ Индустриального парка [9], который будет равен:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ кА.}$$

«Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания» [9] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_{б} = \frac{1}{10,01} \cdot 57,8 = 5,7 \text{ кА.}$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К2» [9]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,96 = 33 \text{ кА,}$$

«где $k_{y\partial}=1,96$ – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания определенный как $k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}$ » [9].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 110/10 кВ Индустриального парка

Шины	Место КЗ	U _н , кВ	K _{уд}	I _{КЗ ВН} ¹¹⁰ , кА	I _{КЗ НН}	i _{уд} , кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

«Токи короткого замыкания оказывают разрушительное действие на электрооборудование электрических сетей, самым опасным является ток трех фазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный так и системный характер. Масштаб аварийных ситуации в результате 3х фазного тока КЗ зависит от комплекса мероприятий

выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи. 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» [20].

«Еще один фактор, который необходим при расчете токов короткого замыкания, это выявления районов в энергосистемах с высокими значениями ТКЗ, так как устанавливаемое коммутационное оборудование (высоковольтные выключатели) имеют предел по отключающей способности ТКЗ, и соответственно в таких районах необходимо прорабатывать специальные мероприятия по ограничению величин токов короткого замыкания. К таким мероприятиям относят последовательность оперативных переключений, а также схемно-режимные решения» [20].

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также на основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Республики Мордовия находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования электрической части ПС 110, 10 кВ Индустриального парка

5.1 Условия выбора оборудования

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 177,15 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{А}, \quad (5.2)$$
$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1443 \text{ А}.$$

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

Ввода от ВЛ 110 кВ в ОРУ-110 кВ			Шины КРУ-10 кВ на вводных выключателях		
$I_{\max \text{ р }}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\max \text{ р }}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
177,15	7,54	19,2	1948	12,97	33

5.2 Выбор элегазовых выключателей для компоновки ОРУ 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [10].

Таблица 5.4 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики разъединителя от завода изготовителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	2000 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к},$	15,2 кА ² с	102 кА ² с
$i_y < i_{пр.с},$	19,2 кА	40 кА

5.3 Выбор разъединителей для компоновки ОРУ 110 кВ

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки» [11].

Таблица 5.5 – Условия выбора разъединителя типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с п.5.3-5.10	Технические характеристики разъединителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	1000 А
$I_{Т.С}^2 \cdot t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$	15,2 кА ² с	100 кА ² с
$i_y < i_{пр.с},$	19,2 кА	100 кА

Выбранный разъединитель соответствует всем требованиям.

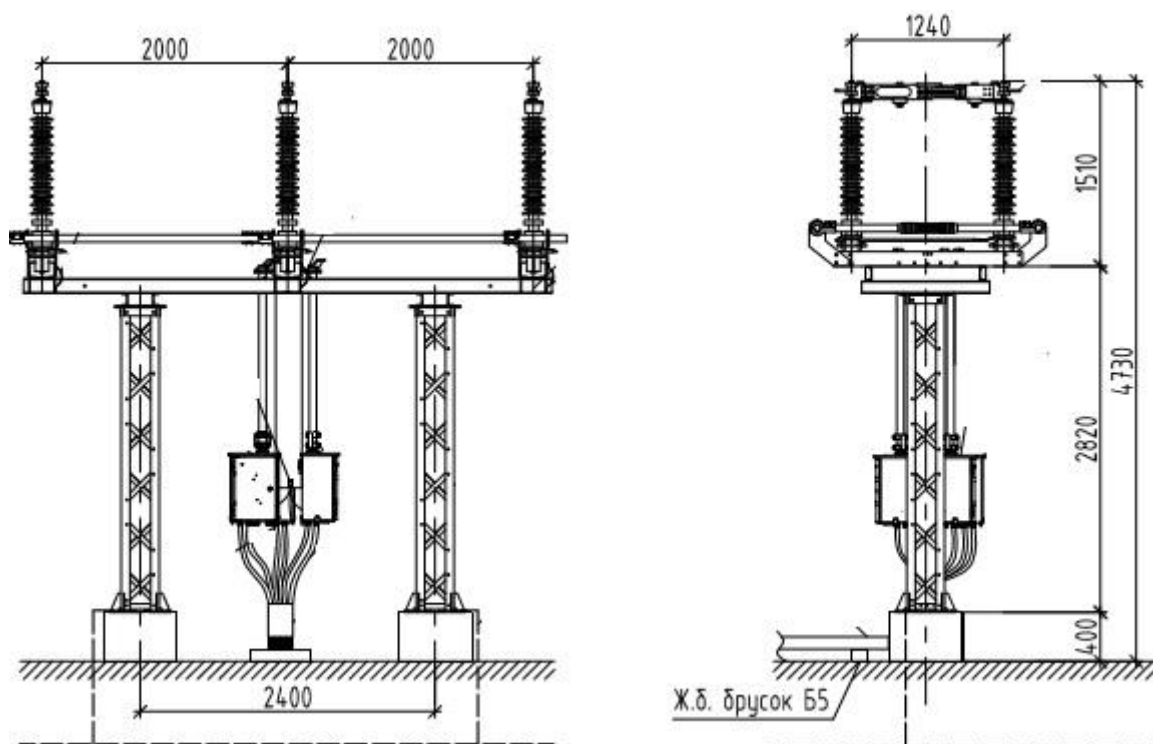


Рисунок 5.3 – Разъединитель распределительного устройства 110 кВ

5.4 Выбор ТТ для компоновки ОРУ 110 кВ

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [13].

Таблица 5.6 – Условия выбора ТТ

Расчетные данные	Паспортные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение		
110 кВ	126 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$
Длительный номинальный ток		
177 А	100-200-400 А	$I_{рн} > I_{расч}$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
15,2 кА ² с	63 кА ² с	$I_{Т.С}^2 \cdot t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$
Номинальный ток динамической стойкости		
19,2 кА	40 кА	$i_y < i_{нр.с}$



Рисунок 5.4 – ТОГФ – 110 – 400-200-100/5

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.
«Проверим ТТ по вторичной нагрузке» [10]:

$$Z_{2\text{нагр}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.3)$$

«где $Z_{2\text{нагр}}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2\text{ном}}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Так, как индуктивное сопротивление соединительных проводов незначительное, можно допустить, что $Z_{2\text{нагр}} = r_{2\text{нагр}}$. Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле» [11]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{потр}}}{I_{\text{ном}}^2 - r_{\text{пер}}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (5.15)$$

где $l_{каб}$ – метраж кабеля, м;

γ – данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

Таблица 5.7 – Компоновка трансформаторами тока 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном},$	110 кВ	110 кВ
	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор, в линии 110 кВ	177 А	300/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 110 кВ	354 А	400/5 А
Секционный выключатель $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 10 кВ	2430	3000/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$,	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_k \leq I_{2тер} t_{тер},$	9,2 кА ² с	2883 кА ² с

Согласно ПУЭ [4]:

$$r_{2пр.доп} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{каб} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм².

5.6 Выбор ТН для компоновки ОРУ 110 кВ

ОРУ-110 кВ комплектуем трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20].

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит 30 ВА

5.7 Выбор ОПН для РУ 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

5.8 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Индустриального парка

Исходя из требований выберем к установке при реконструкции ЗРУ 10 модульное здание с ячейками СЭЩ [17].

Применение данных ячеек обеспечит выполнение всех выше указанных требований. Так же данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально

определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

« Применение в данных ячейках электротехнического оборудования изготовленного данным производителем, а именно вакуумными выключателями ВВУ-10-20/2000, измерительными трансформаторами напряжения 10 кВ, трансформаторами тока 10 кВ, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы, дает высокую степень производственной сборки, что повышает качество сборки КРУ 10 кВ, что влияет на надежность функционирования и длительность эксплуатации данного оборудования» [17].

Все выше перечисленные достоинства дают существенные преимущества по сравнению с другими производителями, как в техническом, так и в экономическом плане.

Таким образом, ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Индустриального парка укомплектуем ячейками СЭЩ [17].

5.8.1 Выбор выключателей на 10 кВ

Так как, внутри шкафа КРУ серии СЭЩ входят вакуумные выключатели типа ВВУ -10-20/2000 с пружинным приводом, выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы, а также проверим на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор и проверку выключателей сведем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 - Технические характеристики ВВУ -10-20/2000

Наименование параметра	ВВУ -10-20/2000
$U_{ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	2000
$I_{дин}, \text{кА 3 сек}$	40

$I_{\text{период}} \text{ КЗ, кА}$	40
$B_k, \text{ кА}$	100
$t_{\text{выкл.соб}}, \text{ сек}$	0,04
$t_{\text{выкл.пол}}, \text{ сек}$	0,06
$t - \text{окружающего воздуха, } ^\circ\text{C}$	$+40^\circ, -55^\circ$
принцип гашения дуги	Вакуум
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

Таблица 5.11 – значения при выборе вакуумного выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	1948 А	3150 А
$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}},$	14,1 кА ² с	100 кА ² с
$i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}},$	33 кА	40 кА

5.8.2 Выбор ТТ для компоновки КРУ 10 кВ

В соответствии с п.5.4 трансформаторы тока могут быть различной конструкции.

Таблица 5.12 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные: ТОЛ-10 кВ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1948 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 33 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ класса точности 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Таким образом допускаемое сопротивление проводника составляет:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением $S - 4 \text{ мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

5.8.3 Выбор ТИ в ЗРУ 10 кВ

Выбранный трансформатор напряжения имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, $75 \text{ В} \cdot \text{А}$. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАЛИ-СЭЦ-10 кВ, так как технические

параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ

Согласно нормам ПУЭ уровень напряжения на шинах подстанций с рабочим напряжением от 3 до 20 кВ, должно поддерживаться на уровне 105 % от номинального значения в период максимума нагрузок и не выше 100% в режиме минимума нагрузок, а в нормальном режиме работы электросети 10 кВ, уровень напряжения, должно находиться в пределах $(\pm 5) \%$ от номинального напряжения сети.

Так, как напряжение на шинах 121 кВ должно поддерживаться 1,05 % номинального напряжения то в конце линии напряжение не должно быть ниже 0,95 % номинального напряжения, и соответствует 115 кВ. Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанции 110/10 кВ Индустриального парка предусмотрена установка на силовых трансформаторах обмотка РПН, которая за счет изменения количества обмоток по стороне 110 кВ обеспечивает требуемое значение напряжения в распределительной сети 10 кВ потребителей индустриального парка.

Терминал АРКТ подключается к трансформаторам напряжения стороны 10 кВ, по которой ведется регулирование. Для контроля токов перегрузки по стороне 10 кВ, терминал АРКТ имеет аналоговый вход, к которому подключается одна фаза трансформатора тока ВВ-10 кВ, и одна фаза трансформатора тока СВ-10 кВ.

При перегрузке трансформатора по стороне ВН, АРКТ принимает от основной защиты трансформатора сигнал "Блокировка РПН". При перегреве трансформатора на РЗиА поступает сигнал от датчика температуры на трансформаторе и АРКТ блокируется. Кроме того, действие АРКТ блокируется при отключенном выключателе ВВ-10 кВ.

7 Выбор релейной защиты и автоматики

7.1 Микропроцессорная релейная защита

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». К ОРУ подключены два трансформатора ТДН-25000/110/10 и две линии 110 кВ.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме "Одна секционированная выключателем секции шин".

Строительно-монтажные работы разделены на две очереди. На I очереди предусматривается следующий порядок работ:

- установка трансформатора Т-1
- установка элегазового выключателя;
- установка разъединителей 110 кВ с двигательными приводами;
- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 2 с.ш. 110 кВ;
- установка трансформаторов тока на 2 с.ш. 110 кВ;
- установка трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 2 с.ш.;
- установка ячеек ТСН-10 кВ 1 и 2 с.ш.;

На II очереди предусматривается следующий порядок работ:

- установка трансформатора Т-1;
- установка элегазового выключателя;
- установка разъединителей 110 кВ с с двигательными приводами;
- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 1 с.ш. 110 кВ;
- установка трансформаторов тока на 1 с.ш. 110 кВ;
- установка трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 1 с.ш.;

В ВКР рассматривается реконструкция УРЗА в объеме, необходимом при замене первичного оборудования.

В структуру комплекса РЗА входят:

1) основная защита силового трансформатора на базе терминала "Сириус-Т" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект защиты БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- ДЗТ с торможением от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- ДТО;
- МТЗ ВН;
- ЗП ВН;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировку РПН при перегрузке;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

2) резервная защита трансформатора и АУВ ВВ-110 кВ на базе терминала "Сириус-УВ" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- МТЗ ВН от многофазных КЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

3) защита ВВ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-В" производства ЗАО «Радиус-Автоматика», который входит в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- защита минимального напряжения;

- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ;
- однократное АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базе терминала "Сириус-2-РН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.005-01 (комплект А04 шкафа ШЭРА-ТТ-4002), выполняющий следующие функции:

- автоматического поддержания напряжения в заданных пределах;
- ручного регулирования напряжения;
- блокировку РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления

электроприводом РПН;

5) защита СВ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-С" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.008 (комплект А01 шкафа ШЭРА-С10-3001), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЛЗШ;
- АВР;

Общий состав НКУ в части РЗА представлен в таблице 7.1.

Схема подключения РЗиА ко вторичным цепям трансформаторов тока ОРУ-110 кВ представлена на рисунке 7.1.

Таблица 7.1. - Состав РЗиА ПС 110 кВ Индустриального парка

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА-Т- 4002	Сириус-Т	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение	-
		Сириус-УВ		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ	-
		Сириус-2-В		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ	-
		Сириус-2 РН		АРКТ	-
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС- 2001	Сириус-ЦС	ОПУ (Н1)	-	-
Шкаф защиты СВ-10 кВ и ТН-10 кВ	ШЭРА-С10- 3001	Сириус-2-С	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
		2хСириус-ТН		ЗМН	-
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР- 2002	2хСириус-2-АЧР	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ	-
Панель организации питания ОБР, реле- повторители давления элемента, ТН- 110 кВ, контроль уровня воды в маслосборнике	Нетиповая	САУ-М6	ОПУ (А6)	-	-
Шкаф защиты линии 10 кВ	Нетиповой	Сириус-2-Л	ЗРУ-10 кВ (в ячейках ВЛ- 10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
Шкаф дуговой защиты РУ- 10 кВ	-	2хОВОД-МД	ЗРУ-10 кВ	ЗДЗ	-

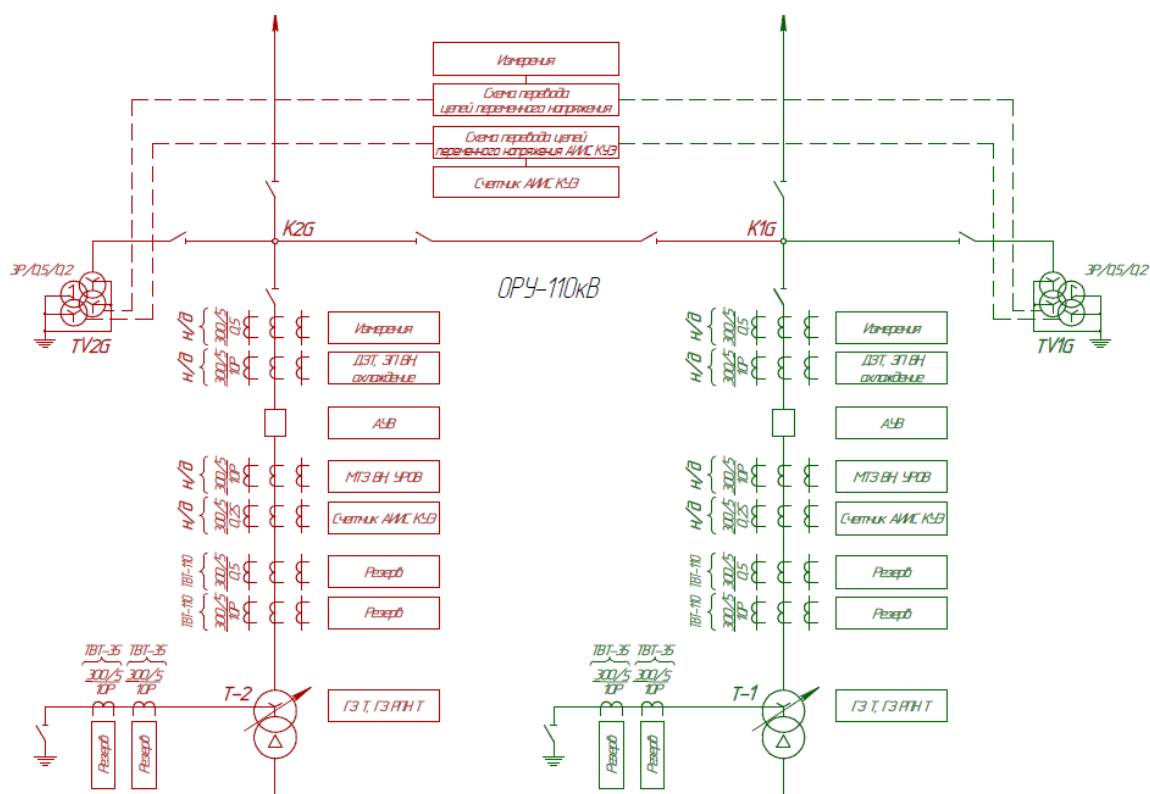


Рисунок 7.1 – Подключение РЗА ко вторичным цепям трансформаторов тока ОРУ-110 кВ

7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора

Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» с микропроцессорными терминалами Seram 1000+ T87, Seram 1000+ T81.

Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Seram 1000+ T87 и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;
- измерение частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т;
- МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;

- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;

- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N;
- защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора 50BF.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –
 $S_{\text{нагр. max}} = 27 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);
- Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);
- Защиту от перегрузки.

Исходя из рекомендаций завода изготовителя определим на стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}} \quad (7.1)$$
$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.ТР.НН}}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

$$I_{уст.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 A.$$

$$I_{уст.ВН}^{ДТ} = 4,6 A.$$

$$I_{уст.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 A.$$

$$I_{уст.НН}^{ДТ} = 4,9 A.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{уст.ВН}^{ДТ} \cdot K_{тт.ВН}}{K_{сх.ВН}},$$

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 A.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{\eta} = \frac{I_{КЗ.min}^{(2)}}{I_{ср.то}},$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 A;$$

$$k_x = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{CP}^{ДО}}{K_{B_1}};$$

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 A. \quad I_{уст.ВН}^{ДО} = 28 A.$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{CP}^{ДО}}{K_{B_2}};$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 A.$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = 30 A.$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.ВН}^{ДО} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 A.$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 A;$$

$$k_q = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки шкафа защит удовлетворяет требованиям.

7.4 Основная и резервная защита линий 110 кВ

Защита и автоматика управления линиями 110 кВ выполнена на базе типовых шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 085/205 (основная защита линии) и ШЭ2607 021 (резервная защита линии).

Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части.

Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085.

Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ).

В терминале БЭ2607 V081 реализована функция блокировки при неисправностях в цепях напряжения. БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» или «разомкнутого треугольника». БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника».

7.5 Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ

Защита ошиновки 110 кВ выполнена на базе типового шкафа производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 051051.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов. Каждый комплект содержит все необходимый комплект защит указанных в п.7.1 данной работы.

8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Индустриального парка

Выполним расчет контура заземления ПС 110/10 кВ Индустриального парка, при этом будем использовать исходные данные для расчета из таблицы 8.1.

Таблица 8.1- Исходные данные для расчета заземления

Необходимый параметр	Единицы измерения	Данные параметра
Длина стержня	м	$L = 10$
Диаметр стержня	м	$d = 0.012$
Удельное сопротивление грунта	Ом·м	$\rho = 100;$
Сопротивление заземления	Ом	$R_3 = 0,5$
Глубина заложения полосы	м	$t=0.7$
Периметр участка	м	$l=208$

1. Сопротивление одного стержня:

$$R_c = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} \right) =$$
$$= \frac{125}{2\pi 10} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} \right) = 15,32 \text{ Ом}$$

где $\rho_{расч} = \rho \cdot K_c = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - расчетное сопротивление грунта;

$K_c = 1.25$ – коэффициент сезонности

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ - приведённая длина заложения.

2. Необходимое количество стержней:

$$n_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_c = 0,55$ – коэффициент использования стержня;

3. Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{II} = \frac{\rho_{ПАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 230^2}{0,04 \cdot 0,72} \right) = 1,31 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1,31}{0,8} = 1,63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{II} = 0,8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

5. Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_{II} + R_3} = \frac{1,63 \cdot 0,5}{1,63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

6. Уточнение количества стержней:

$$\eta_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15,32}{0,38 \cdot 0,55} = 80 \text{ шт}$$

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 80 стержня.

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура ПС 110/10 кВ, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 110 кВ, 80 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру ПС, связанные между собой полосой связи.

9 Собственные нужды подстанции

Щит собственных нужд (2014-01/СК-П-ИОС6.Гр лист 5,6) устанавливается на понизительной подстанции и обеспечивает питание потребителей, относящихся к собственным нуждам подстанции. К таким потребителям относятся установки искусственного освещения, отопительное оборудование помещений подстанции, отопительное оборудование шкафов управления и приводов коммутационных аппаратов, питание шкафов и устройств управления коммутационными аппаратами понизительной подстанции, а также устройств релейной защиты и автоматики. Характеристики и мощность потребителей собственных нужд понизительной подстанции, определяются составом оборудования и мощностью подстанции согласно 2014-01/СК-П-ИОС6.Гр лист 4.

Источниками питания системы собственных нужд понизительной подстанции являются трансформаторы собственных нужд (ТСН), которые подключаются к секции низкого напряжения подстанции – 10 кВ. Так как на подстанции установлено два трансформатора и каждый силовой трансформатор питает свою секцию шин, то на подстанции предусмотрена установка двух ТСН запитанных от каждой секции шин кабельными линиями. Для защиты ТСН их подключение осуществляется через выключатель.

Щит собственных нужд (ЩСН) предлагаемый к установке на подстанции выполнен на базе низковольтного комплектного распределительного устройства типа – ШВРАУ. Производитель щита собственных нужд - ООО «СамараЭнергоМонтаж».

Конструктивно ЩСН стоит из пяти отдельных шкафов в которых устанавливаются вводной и секционный выключатель. Для данного типа ЩСН предлагается использовать хорошо зарекомендовавшие себя выключатели нагрузки производства компании Schneider Electric, на отходящих линиях ЩСН предлагается провести установку автоматических выключателей производства Schneider Electric.

В ЩСН предусматривается так же установка устройства автоматического ввода резерва на стороне 0,4 кВ. Устройство АВР устанавливается только на секционном выключателе ЩСН. Устройство АВР обеспечивает переключение секционного выключателя из стандартного отключенного сположения в положение замкнутого контакта, при этом сигнал на включение выключателя подается от интеллектуально-программируемого реле марки «Zelio Logic».

10 Система оперативного постоянного тока

Наиболее ответственными потребителями на подстанции являются цепи оперативного тока защиты, автоматики и электромагнитов силовых выключателей в распределительных устройствах.

«Нагрузка системы постоянного тока может быть разделена на следующие категории:

1 Аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током;

2 Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока ввремя аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии;

3 Кратковременная (толчковая) нагрузка. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей» [22].

При исчезновении переменного тока, т.е. в установившемся аварийном режиме - нагрузка равна сумме постоянной и переменной нагрузок.

Аккумуляторная батарея малообслуживаемая свинцово-кислотная с жидким электролитом обеспечивает при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд) максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда током нагрузки.

Постоянный подзаряд применяют в качестве основного режима эксплуатации. Напряжение постоянного подзаряда составляет 2,23 В/э при температуре +20 С.

Зарядно-подзарядные (выпрямительные) устройства выбираются совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗПУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надёжной её работы.

12 Защита ПС 110 кВ от ПУМ

Для защиты вновь устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии (ПУМ) устанавливаются четыре отдельно стоящих молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных по подстанции, а так же на порталах ОРУ-110 кВ. Дополнительные мероприятий по защите электрооборудования от ПУМ не требуются.

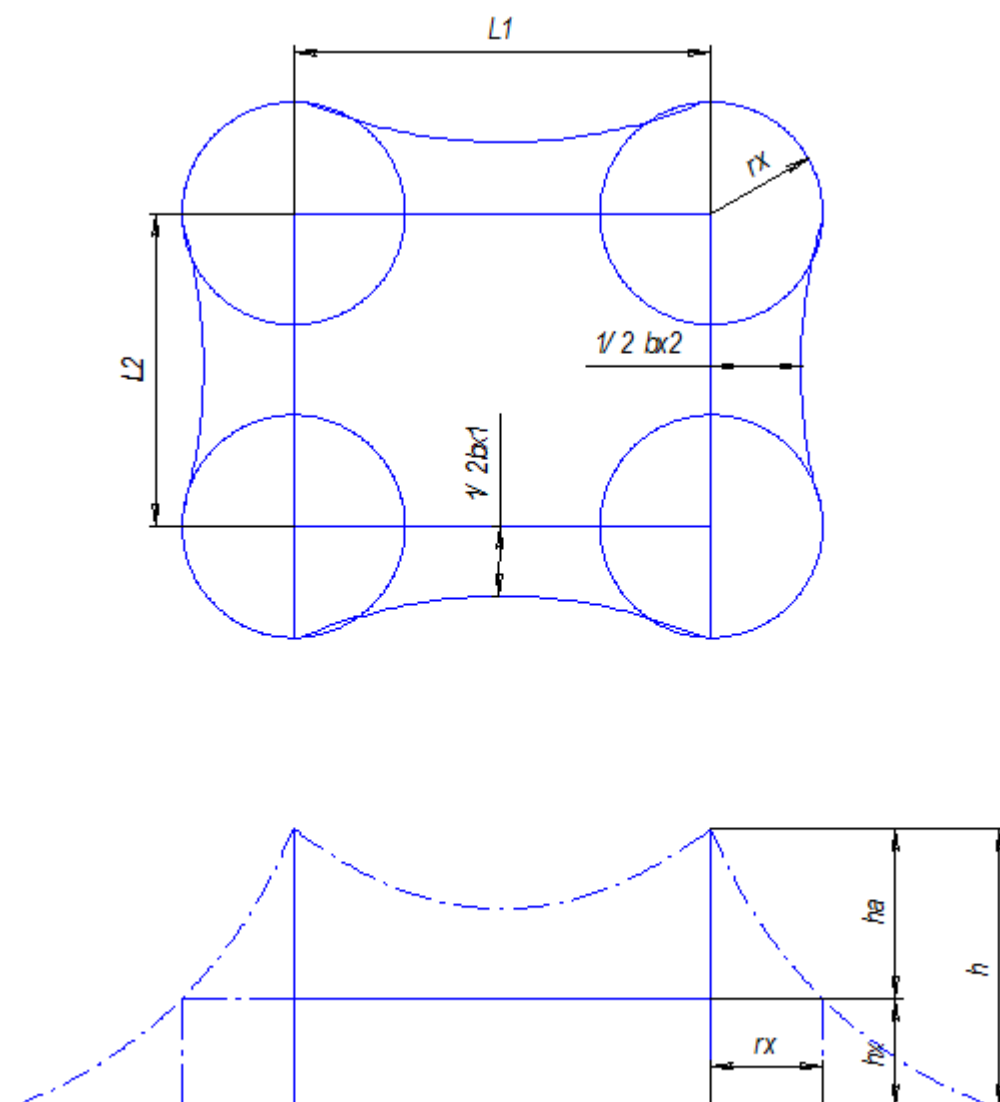


Рисунок 12.1 - Молниезащита ПС 110/10 кВ Индустриального парка

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В квалификационной работе «Электроснабжение технопарка в г. Чапаевск Самарской области» рассмотрены теоретические и практические решения выбора электрооборудования понижающей подстанции 110/10 кВ Индустриального парка от которой будут запитаны резиденты.

В данной работе выполнено:

- Выбор места расположения понизительной подстанции исходя из места расположения индустриального парка;
- Разработка схемы ОРУ 110 кВ и структурной схемы подстанции;
- Выбор оборудования распределительного устройства и его тип понижающей подстанции 110/10 кВ Индустриального парка;
- Выбор микропроцессорной защиты и расчёт уставок, для защиты основного оборудования электростанции.

На основании Технического задания на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА» и Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги» выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемого развития технопарка г. Чапаевск.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ и 10 кВ.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выбранный вариант понизительной 110/10 кВ для соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Самарской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Самарской области от 18.12.2016г.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
7. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (г. Москва, 2012 г.)
8. Афонин, В.В. Электрические станции и подстанции: учебное пособие /В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов: ТГТУ, 2015. – 89 с.
9. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электронное учебно-методическое пособие / Вахнина В.В., Черненко А.Н.. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016
10. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. – 78 с
11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. Образования / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. – 352 с.
12. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Леньков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.

13. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. – М.: КноРус, 2013. – 368 с.

14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Сибикин Ю.Д. – Москва: Форум, 2015.

15. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

16. Каталог электрооборудования «Электрощит» [Электронный ресурс]. <https://electroshield.ru>.

17. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018). Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

18. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

19. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

20. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk->

ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf
(дата обращения: 15.06.2018).

21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.