

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
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 Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Терновка»
ЭС Пензенской области

Студент	<u>Ю.О. Ефремова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.Л. Спиридонов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (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)

« _____ » _____ 20 _____ Г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Реконструкция электрической части ПС 110 кВ «Терновка» ЭС Пензенской области» рассмотрена возможность реконструкции электрической части понизительной подстанции в связи сильным и моральным износом оборудования из-за длительной эксплуатации.

Главной задачей данной работы является – обеспечение качественного электроснабжения социально значимых потребителей района Терновка г. Пензы, с сокращением аварийных отключений, за счет применения в РУ-110 кВ схемы выполненной современными выключателями 110 кВ, и повышения надежности электроснабжения крупных промышленных потребителей.

Для этого необходимо:

1. Определить ожидаемые электрические нагрузки потребителей подстанции 110 кВ Терновка;
2. С учетом расчетных нагрузок определить мощность силовых трансформаторов на подстанций;
3. Выбрать электрическую схему открытого распределительного устройства 110 кВ и закрытого РУ;
4. Выбрать оборудование электрической части подстанции, отвечающие всем условия надёжности.

Данная работа выполнена на 50 листах формата А4 и содержит 10 таблиц, выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

ABSTRACT

In this qualification work «Reconstruction of the electrical part of the 110 kV Ternivka substation of the Penza region power plant», the possibility of reconstructing the electrical part of the substation due to the strong and obsolescent equipment due to long-term operation is considered.

The main objective of this work is to provide high-quality power supply to socially significant consumers in the Ternivka district of the city of Penza, with the reduction of emergency shutdowns, due to the use of 110 kV circuit breakers in the 110 kV switchgear and increasing the reliability of power supply to large industrial consumers.

For this you need:

1. Determine the expected electrical loads of consumers of the 110 kV Ternovka substation;
2. Taking into account design loads, determine the power of power transformers at substations;
3. Select the electrical circuit of the 110 kV open switchgear and the closed switchgear;
4. Select the equipment of the electrical part of the substation that meets all the reliability conditions.

This work was carried out on 50 sheets of A4 format and contains 10 tables, a graphic part made on 6 sheets of A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Краткое описание существующей ПС 110 кВ Терновка.....	7
2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок подстанции	9
2.1 Расчёт электрической нагрузки на освещение территории завода	18
3 Выбор силовых трансформаторов.....	20
4 Выбор места расположения ГПП реконструируемой подстанции	22
5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции	23
6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ.....	28
6.1 Условия выбора оборудования	29
6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.....	30
6.3 Выбор разъединителей 110 кВ.....	31
6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	33
6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ.....	34
6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ	35
6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ....	35
6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ	36
6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ	37
6.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ	38
7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов	40
7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	40
7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	43
7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	45
7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в крупных городах Российской Федерации быстрыми темпами идет строительство нового жилого фонда, развитие городской агломерации, в связи с этим становится актуальным развитие городского электросетевого комплекса.

Своевременное развитие сетевой инфраструктуры необходимо для создания предпосылок развития городов и промышленных площадок.

Также необходимо отметить, что вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок на территории РФ имеет свою актуальность, так как занимает главенствующую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ согласно стратегии развития электроэнергетики до 2030 года.

Существует четкое понимание, что основной предпосылкой к развитию промышленного сектора и строительства новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов является своевременное развитие сетевой инфраструктуры.

Кроме того, в связи с уменьшением масштабов отдельных производств и появлением большого числа небольших предприятий, осуществляющих обеспечение технологического процесса лишь на отдельных его этапах, возрастает разветвленность сетей электроснабжения.

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

Нельзя обходить тот факт, что темп развития современных технологий в электроэнергетики существенно опережает внедрение данных технологий при развитии электросетевого комплекса. В связи с этим, при модернизации электрических сетей необходимо прорабатывать вопрос по выбору электрооборудования на десятилетия вперед в рамках формирования инвестиционных проектов развития сетевых компаний, при этом

проработанные технические решения должны иметь четкое обоснование и не иметь чрезмерных запасов по мощности, для исключения необоснованного расхода потерь холостого хода в силовых трансформаторах, тем самым обеспечивая рациональный расход электроэнергии.

Выполнение данных условий также необходимо согласовывать с нормами технологического проектирования предусматривая использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы ГПП.

Целью квалификационной работы является реконструкция электрической части существующей ПС 110 кВ «Терновка» ЭС Пензенской области для повышения надежности системы электроснабжения потребителей данной ПС с обеспечением всех вышеуказанных требований.

Для выполнения данной работы использовались следующие исходные данные:

- Тех.задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА».

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Рассчитать электрические нагрузки будущих потребителей;
2. Проверить загрузку устанавливаемых силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
3. Выбрать схему ОРУ 110 кВ и электрооборудование понизительной подстанции на основании расчетов токов короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений по стороне РУ-110 кВ и РУ-10 кВ [5].

1 Краткое описание существующей ПС 110 кВ Терновка

Подстанция с рабочим напряжением 110/10 кВ. Подстанция принадлежит и обслуживается Филиал ПАО «МРСК Волги» – «Пензаэнерго».

Рабочее напряжение: 110/10 кВ. Количество силовых трансформаторов
2. Установленная мощность трансформаторов: 32 МВА.

Подстанция введена в эксплуатацию в 1978 году. Основными потребителями данной подстанции являются жилые микрорайоны г.Пензы, а также промышленные потребители расположенные на ул.Промышленная в городе Пенза.

Схема электрических соединений существующей ПС 110 кВ Терновка: выполнена по типовой схеме 80-х годов, которая использовались при строительстве понижающих подстанций – это два блока с отделителями (ОД) и короткозамыкателями (КЗ) на 110 кВ в цепях по высокой стороне силовых трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линии ВЛ-110 кВ. Данная схема ОРУ – 110 кВ, устарела и на сегодняшний день не применяется, в связи с низкой надежностью данной схемы в период ремонтных компаний, а также при производстве оперативных переключений на самой подстанции.

Отметим, что подстанция 110 кВ Терновка является ответвительной и подключена к ЭС Пензенской области через отпайки к ВЛ 110 кВ «Пенза-2 – ГПЗ-24 1 цепь с отпайками» и «Пенза-2 – ГПЗ-24 2 цепь с отпайками». К данным ВЛ 110 кВ подключены через отпайки еще несколько ПС 110 кВ, и при выводе в ремонт одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Терновка, в режиме без токовой паузы отключаются силовые трансформаторы на других ПС 110 кВ, что на сегодняшний день является недопустимым.

Два трансформатора установленной мощности $S_n = 2 \times 16$ МВА введены в эксплуатацию в 1978 году и имеют срок эксплуатации более 40 лет, а также высокую степень загрузки в режиме зимнего максимума.

Капитальная модернизации на данной подстанции с момента ввода не проводилась, в связи с этим существующее электрооборудование имеет высокий моральный и физический.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 500 кВ Пенза-2) объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Волги» на данной подстанции в рамках выполнения квалификационной работы необходимо проработать следующие мероприятия:

1. Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ «Терновка»;
2. Замена морально и физически изношенного оборудования;
3. Выбор электрической схемы ОРУ и ЗРУ с учетом современных требований.

4. Схему ОРУ-110 кВ выполнить типовой 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне.

4. Выбор микропроцессорной релейной защиты (МПРЗ), а также расчет уставок МПРЗ вновь устанавливаемых силовых трансформаторов.

5. Расчет ожидаемых электрических нагрузок с учетом новых потребителей.

Для проработки вышеуказанных мероприятий на первоначальном этапе проведем анализ и расчет электрических нагрузок потребителей ПС 110 кВ Терновка.

2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок подстанции

На первоначальном этапе необходимо определить расчетные нагрузки по приходящиеся на подстанцию в целом и сопоставить с проектными нагрузками указанными в ТУ на ТП.

Так как основными потребителями данной подстанции являются промышленные предприятия. В качестве примера для учебного проектирования приведем расчет по имеющимся данным [9].

Расчётная максимальная мощность, потребляемая электроприёмниками предприятия, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приёмников. Обусловлено это неполной загрузкой мощностей электроприёмников, разновременностью их работы, обеспечением благоприятных условий труда обслуживающего персонала.

При определении ожидаемых расчетных нагрузок наиболее часто используется метод упорядоченных диаграмм, который сводится к вычислению максимальных расчетных нагрузок группы электроприемников.

Основные заданные параметры ЭП одного из цехов предприятия по производству металлических и резиновых изделий указаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Заданные параметры цеха предприятия

Наименование Электрооборудования	Кол.	$P_{\text{пасп}}$, кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$K_{\text{и}}$	ПВ %
1	2	3	4	5	6	7
Станки формовки	5	88,5	0,5	1,73	0,14	100
Обмоточные станки	5	45	0,5	1,73	0,14	100
Кран мостовой	2	30	0,5	1,73	0,25	25
Обдирочные станки РТ-250	7	35	0,5	1,73	0,12	100

Продолжение таблицы 2.1

Анодно-механические станки МЭ-31	8	18,4	0,4	2,36	0,12	100
Анодно-механические станки МЭ-12	9	10	0,4	2,36	0,12	100
Приточно-вытяжная вентиляция	4	19,5	0,8	0,75	0,7	50

Приведём нагрузку потребителей повторно-кратковременного режима работы (ПКР) к длительному режиму работы по следующей выражению 2.1:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пот}} \overline{\text{ПВ}}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность;

$P_{\text{пасп}}$ – паспортная активная мощность;

ПВ – продолжительность включения относительно 1.

Воспользуемся выражением 2.1 для расчета крана мостового:

$$P_{\text{ном}} = 60 \cdot \overline{0,25} = 30 \text{ кВт}$$

Для всех электроприемников согласно [15] найдем соответствующие коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и коэффициенты использования ($K_{\text{и}}$).

Коэффициент использования – это значение, которое характеризует степень использования установленного и работающего оборудования по времени и по мощности.

$\text{tg}\varphi$ – это значение показывающие угол потерь в ЭП

Рассчитаем суммарную активную мощность каждого типа ЭП на основании таблицы 2.1 по выражению 2.2:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = P_{\text{ном}} \cdot n, \quad (2.2)$$

Для станков формовки:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = 88,5 \cdot 5 = 442,5 \text{ кВт},$$

Остальные электроприёмники рассчитываем аналогичным методом и полученные результаты заносим в таблицу 2.2.

Рассчитаем коэффициент силовой сборки для всех ЭП Ц2 по выражению 2.3:

$$m = \frac{P_{\text{ном макс}}}{P_{\text{ном мин}}}, \quad (2.3)$$

где m – коэффициент силовой сборки,

$P_{\text{ном макс}}$ – это номинальная максимальная активная мощность ЭП Ц2;

$P_{\text{ном мин}}$ – это номинальная минимальная активная мощность ЭП Ц2.

$$m = \frac{88,5}{10} = 8,85 > 3,$$

Далее рассчитываем среднюю активную и реактивную мощность для каждой подгруппы электроприемников по выражениям 2.3, 2.4:

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{ном}\Sigma} \cdot K_{\text{и}}, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.4)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность ЭП,

$Q_{\text{ср}}$ – средняя реактивная мощность ЭП,

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

Для шлифовальных станков:

$$P_{\text{ср}} = 442,5 \cdot 0,14 = 61,95 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 61,95 \cdot 1,73 = 107,17 \text{ квар},$$

Остальные расчётные данные оборудование рассчитываем аналогичным методом и полученные результаты заносим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные данные потребителей цеха предприятия

Тип оборудования	$P_{\text{ном}\Sigma}$	$P_{\text{ср}}$ кВт	$Q_{\text{ср}}$ квар
1	2	3	4
Станки формовки	442,5	61,95	107,7
Обмоточные станки	225	31,5	54,49
Обдирочные станки типа РТ-250	210	25,2	43,59
Кран мостовой	30	7,5	12,9
Анодно-механические станки типа МЭ-31	147,4	17,66	41,68
Анодно-механические станки типа МЭ-12:	90	10,8	25,49
Приточно-вытяжная вентиляция	78	54,6	40,95
Σ	1222,7	209,21	326,34

На основании таблицы 2.2 рассчитаем средний коэффициент использования и средний $\text{tg}\varphi$ по выражению 2.5, 2.6:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum P_{\text{ср}\Sigma}}{\sum P_{\text{ном}\Sigma}}, \quad (2.5)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{ср}\Sigma}}{\sum P_{\text{ср}\Sigma}}, \quad (2.6)$$

где $K_{\text{и.ср}}$ – средний коэффициент использования,

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{209,21}{1222,7} = 0,17,$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{326,34}{209,21} = 1,56,$$

Рассчитаем эффективное число ЭП по выражению 2.7:

$$n_{\text{э}} = \frac{2P_{\text{пасп}\Sigma}}{P_{\text{н max}}}, \quad (2.7)$$

где $n_{\text{э}}$ – эффективное число электроприёмников.

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 334,9}{88,5} = 7,6 \approx 8 \text{ шт.},$$

Согласно [10] определяем коэффициент максимума:

$$K_{\text{макс}} = 1,$$

Найдем расчетные активные и реактивные нагрузки трехфазных электроприемников:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{ср}} \cdot K_{\text{макс}} = 209,21 \cdot 1 = 209,21 \text{ кВт}$$

Так как эффективное число ЭП $n_{\text{э}} < 10$, тогда по выражению 2.8

$$Q_{\text{расч}} = \sum 1,1 \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{макс}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 326,34 = 358,9 \text{ квар.}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки рассчитываем по выражению 2.9:

$$S_{\text{рас}} = \sqrt{P_{\text{рас}}^2 + Q_{\text{рас}}^2}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{рас}} = 415,4 \text{ кВА.}$$

Рассчитываем ток для ЭП узла нагрузки цеха предприятия по выражению 2.10:

$$I_{\text{рас}} = \frac{S_{\text{рас}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.10)$$

где $I_{\text{рас}}$ – расчётный ток цеха предприятия.

$$I_{\text{рас}} = \frac{415,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 599,6 \text{ А.}$$

Далее произведем расчет суммарной электрической нагрузки по цеху предприятия.

Определяем суммарную активную и реактивную мощность:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{р}} = 209,21 + 20,3 = 229,51 \text{ кВт,}$$
$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{осв}} + Q_{\text{р}} = 574,69 + 12,8 = 587,49 \text{ кВар,}$$

Определяем полную суммарную нагрузку по цеху:

$$S_{\text{рас}\Sigma} = \sqrt{P_{P_{\Sigma}}^2 + Q_{Q_{\Sigma}}^2} = \sqrt{229,51^2 + 587,49^2} = 630,7 \text{ кВА,}$$

Определяем суммарный расчетный ток:

$$I_{\text{рас}\Sigma} = \frac{S_{\text{рас}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910 \text{ А.}$$

Используя результаты расчетов, проведенных в предыдущих разделах, составим сводную ведомость нагрузок по цеху и заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Сводная ведомость нагрузок по цеху предприятия

Наименование узла питания или групп электроприёмников	$P_{уст}$, приведенная к ПВ=100%		$K_{И}$	Cos/tgφ	Средняя нагрузка		Расчетная нагрузка			
	1 ЭП, кВт	Σ кВт			$P_{СМ}$ кВт	$Q_{СМ}$ квар	$P_{Р}$ кВт	$Q_{Р}$ квар	$S_{Р}$ кВА	$I_{Р}$ А
Станки формовки	88,5	442,5	0,14	0,5/1,73	61,95	107,17				
Обдирочные станки	45	225	0,14	0,5/1,73	31,50	54,49				
Кран мостовой	30	30	0,25	0,5/1,73	7,50	12,97				
Обдирочные станки типа РТ-250	35	210	0,12	0,5/1,73	25,20	43,59				
Анодно-механические станки МЭ-31	18,4	147,2	0,12	0,4/2,36	17,66	41,68				
Анодно-механические станки МЭ-12	10	90	0,12	0,4/2,36	10,80	25,49				
Приточно-вытяжная вентиляция	19,5	78	0,7	0,8/0,75	54,6	40,95				
Итого по цеху без освещения	304,9	1222,7	0,17	0,53/1,56	209,21	326,34	209,21	358,9	415,4	600,6
Освещение							20,3	12,8	20,3	27,3
Итого							229,51	371,7	434,5	627,9

Остальные цеха и производственные здания рассчитаны аналогичным методом и полученные значения занесены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Сводные данные нагрузки предприятия

Наименование объекта	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч}$ квар	$S_{расч}$ кВА	$I_{расч}$ А	Категория потреб.
1	2	3	4	5	6
Механический цех (Ц2)	229.5	371.7	434.5	627.9	II
Основное производство	896.0	716.8	434.5	627.9	I
Цех хим.подготовки изделий	478.0	321.0	575.8	832.1	I
Цех вулканизации	550.0	421.0	692.6	1000.9	I
Заготовительный цех	154.3	115.7	192.9	278.7	III
Сборочный цех	337.7	270.2	432.5	625.0	III
Вспомогательное производство	97.5	83.9	128.6	185.9	III
Централизованная климатическая система	193.0	125.0	229.9	332.3	II
Конструкторский корпус	84.3	63.2	105.4	152.3	II
Водоочистные сооружения	340.0	272.0	435.4	629.2	I
Склад материалов	82.8	62.1	103.5	149.6	III
Склад готовой продукции	79.4	59.6	99.3	143.4	III
Освещение территории завода	10.5	5.0	11.6	16.8	III
Σ	3533.0	2887.1	3876.5	-	I

Суммарные расчетные значения мощности по ПС 110 кВ сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Сводные данные нагрузки по ПС Терновка

Наименование объекта	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч}$ квар	$S_{расч}$ кВА	Категория потреб.
1	2	3	4	5
Производство резиновых и мет. изделий	3533.0	2887.1	3876.5	II
Деревообрабатывающее предприятие	1221.1	625.6	1372.0	II
Предприятие по производству напитков	2492.0	1276.7	2800.0	II
Промпредприятие 2	2741.2	1404.4	3080.0	II
Микрорайон №21	1993.6	1021.4	2240.0	II
Микрорайон №22	1869.0	957.5	2100.0	II
Производство пищевых продуктов	249.2	127.7	280.0	II
Производство не мет. изделий	573.2	293.6	644.0	II
Прочие пром.площадки	2118.2	1085.2	2380.0	II
Новые жилые микрорайоны	2616.6	1340.5	2940.0	II
Новые жилые микрорайоны	3115.0	1595.9	3500.0	II
ХК "Капитал"	274.1	140.4	308.0	II
Новые потребители по ТУ на ТП	1982.5	1015.7	2227.5	II
Уличное освещение ул.Промышленное	224.3	114.9	252.0	II
Σ (итого по индустриальной площадке)	25002.9	13886.5	28000.0	II

Далее приведем расчет уличного освещения по предприятию.

2.1 Расчёт электрической нагрузки на освещение территории завода

Основной задачей наружного освещения проезжей части территории предприятий является обеспечение безопасности движения транспорта и работников в темное время суток.

Уличное освещение должно обеспечивать нормированную величину освещенности или величину средней яркости дорожного покрытия.

Линию сети наружного освещения подключаем к пункту питания с расчётом равномерного распределения нагрузки на каждую фазу трансформаторов, для этого подключение светильники или отдельные линии присоединяю к разным фазам, с соответствующим чередованием фаз.

Для наружного освещения применяем газоразрядные высокоэкономичные натриевые лампы высокого давления (НЛВД).

Опоры для установки светильников, размещаем по односторонней схеме, так как ширина проезжей части, с пешеходной зоной занимает в ширину менее 12 м, с высотой опоры в пределах 6-10 м.

Среднюю горизонтальную освещенность на уровне покрытия пешеходной зоны определяем согласно строительным нормам по выражению 2.11:

$$\Phi_{пч} = \frac{L \times k \times \pi}{n_L}, \quad (2.11)$$
$$\Phi_{пч} = \frac{0,3 \times 1,6 \times 3,14}{0,056} = 26,9 \text{ Лм/м}^2,$$

где Φ' – необходимый световой поток;

L – нормированная яркость, кд/м^2 , для улиц и дорог местного значения категории «В» составляет $0,3 \text{ кд/м}^2$ при средней горизонтальной освещенности покрытия 4 Лк ;

$k = 1,6$ – коэффициент запаса, для улиц и дорог местного значения;

η_L – коэффициент использования по яркости светильника.

Световой поток лампы ДНаТ 70 Вт равен $\Phi = 6800$ Лм, может осветить площадь $6800/26,9 = 251 \text{ м}^2$, что при ширине проезжей части 7 метров соответствует расстоянию между светильниками 35 м.

При определении расчётной нагрузки на освещение с лампы ДНаТ, учитываем потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА), которые принимаем равные 10% мощности лампы.

Общая длина проезжей части на территории предприятия составляет 4780 м, что составляет с шагом установки светильников 35 метров 136 светильника типа ДНаТ 70.

Расчетную нагрузку проезжей части, питающей осветительной сети, рассчитываем, как:

$$P_{\text{уст.п.ч}} = 70 \times 136 = 9,7 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{Рас.Осв.П.ч}} = P_{\text{уст}} \times K_C \times K_{\text{ПРА}} = 9,7 \times 1 \times 1,1 = 10,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Рас.Осв.П.ч}} = P_{\text{Р.О.П.ч}} \times \text{tg}\varphi = 10,5 \times 0,48 = 5 \text{ квар},$$

$$S_{\text{Рас.Осв.П.ч}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,5^2 + 5^2} = 11,6 \text{ кВА},$$

где $P_{\text{уст.}}$ – установленная мощность ламп, Вт;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности для данных светильников равен 0,48;

K_C – коэффициент спроса для наружного освещения равен 1;

$K_{\text{ПРА}}$ – коэффициент потери мощности в пускорегулирующем аппарате равный 1,1;

$S_{\text{рас.Осв.П.ч}}$ – расчётная полная мощность проезжей части.

3 Выбор силовых трансформаторов

Так как для данной подстанции техническими условиями определен тип и количество трансформаторов, то на ПС 110/10 кВ проведем расчет выбора установленной мощности трансформаторов.

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

Исходя из расчетов приведенных в разделе 2 данной квалификационной работы и данных таблицы 2.5, делаем вывод, что при расчетной мощности 28 МВА, достаточно будет двух трансформаторов типа ТДН-25000/110/10, так как допустимая загрузка одного трансформатора в нормальном режиме работы, т.е. при условии два трансформатора включены, секционный выключатель по стороне 10 кВ разомкнут, находится в пределах 0,5 до 0,7 [3]. В случае аварийного отключения, или вывода в ремонт одного из них, оставшийся в работе трансформатор будет работать с допустимой 40% перегрузкой. Необходимо учитывать, что вывод в ремонт трансформатора осуществляется в летний период времени или в межсезонье, когда потребление активной мощности снижается за счет переход промышленных потребителей в режим плановых ремонтов и наладки оборудования.

В соответствии с технической литературой [9], даже при очевидных технических решениях, в данном случае выбора установленной мощности трансформаторов, все равно необходимо проводить подтверждающие расчеты.

Таким образом, проведем проверку коэффициента загрузки выбираемых трансформаторов для двух вариантов по следующему условию:

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

Для ТДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{28}{2 \cdot 25} = 0,54$$

Для ТРДН–40000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{28}{2 \cdot 40} = 0,54$$

где, S_{max} – максимальная расчетная мощность, МВА;

S_T – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Выбираем к установке трансформаторы ТДН-25000/110/10, .

4 Выбор места расположения ГПП реконструируемой подстанции

Для того чтобы приблизить источник питания к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность линий с низким напряжением, место расположение ГПП, экономически выгодно располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Место расположения ГПП, определяется графоаналитическим методом с построением сетки координат (X,Y) на основании производимых расчетов согласно выражениям 4.1, 4.2:

$$X = \frac{\sum_i S_i \times X_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.1)$$

$$Y = \frac{\sum_i S_i \times Y_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.2)$$

где X_i, Y_i – абсцисса, ордината координатной сетке i -го потребителя;
 S_i – максимальная мощность i -го потребителя кВА;

Отметим, что существующая ПС Терновка расположена в плотно застроенном районе города Пензы, поэтому возможность переноса территории данной подстанции и расширение территории невозможно.

Таким образом, реконструируемая подстанция ПС 110 кВ Терновка будет расположена на месте существующей подстанции.

Исходя из выше изложенного, можно сделать вывод, что выбранное место ГПП соответствует всем нормам ПУЭ [3], по условию подъезда транспортной техники и минимально допустимому расстоянию до технологических построек и зданий.

5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции

При выборе электрооборудования понизительной подстанции, учитываем возможность появления в электрической сети повреждений, которые приводят к коротким замыканиям (КЗ), сопровождающихся характерным скачком силы тока.

Исходя из требований [12], на основании расчетов токов короткого замыкания проводится проверка на термическую и динамическую стойкость выбираемого электрооборудования. Данные проверки необходимы для того, чтобы исключить разрушение изоляционных конструкций и токопроводящих элементов выбираемого электрооборудования при кратковременном воздействии токов короткого замыкания, т.е. времени срабатывания релейной защиты и времени отключения поврежденного участка высоковольтными выключателями.

На основании [12] определим параметры элементов для расчета токов короткого замыкания:

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

ВЛ: $x_{уд} = 0,42\text{Ом/км}$, $l = 8\text{км}$, $U_H = 10\text{кВ}$

Силовой 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 ПС 110/10 кВ, так называемые элементы внешней системы электроснабжения» [7].

Расчет токов короткого замыкания, проведем по утвержденной методике, изложенной в технической литературе [7].

«Рассчитаем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [7]:

«Сопротивление системы определяем по формуле» [7]:

$$x_{\bar{b},c} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_K} \quad (5.1)$$

«Рассчитаем сопротивление системы» [7]:

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

«Рассчитываем сопротивление трансформатора ТДН-25000/110/10 согласно номинальным данным» [7].

$$x_{\bar{b},T_{\theta}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{НОМТ}} \quad (5.2)$$

$$x_{\bar{b},T_{\theta}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,41$$

$$x_{\bar{b},T_H} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{НОМТ}} \quad (5.3)$$

$$x_{\bar{b},T_H} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,74.$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанции от внешней системы электроснабжения» [7]:

$$x_{\bar{b},л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{b}}}{U_{cp}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{\bar{b},л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где $U_{к.в} = 1,314 \%$, $U_{к.н} = 18,375 \%$ – (для трансформатора $S_{НОМ} = 25 \text{ МВА}$).

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

$$x_{рез(\bar{\sigma})} = x_{\bar{\sigma},c} + x_{\bar{\sigma},л}; \quad (5.5)$$

$$x_{рез(\bar{\sigma})} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

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

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (5.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

«Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени» [9]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (5.7)$$

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

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

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}; \quad (5.8)$$

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

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

Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 на шинах НН составит:

$$X_{рез(\bar{b})} = X_{\bar{b},c} + X_{\bar{b},л} + X_{\bar{b},Тв} + X_{\bar{b},ТН1,2} + X_{*\bar{b}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

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

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

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

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

«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 $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$ » [9].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Данные расчета токов к.з для реконструируемой ПС 110/10 кВ

Шины	Место КЗ	U_n , 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

На основании полученных расчетных значений токов короткого замыкания выберем электрооборудование новой понизительной подстанции и проведем проверку на термическую и динамическую стойкость.

6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ

На сегодняшний день выбор электрооборудования осуществляется на понизительных подстанциях в зависимости от электрической схемы подстанции (зависит от назначения) от технической политики предприятия, которая осуществляет строительство подстанции и от проектных решений сформированных проектировщиками на этапе формирования проекта ПС 110/10 кВ.

При выборе электрооборудования электрической части реконструируемой подстанции ПС 110/10 кВ будут учтены следующие данные исходя из п.1:

1. Распределительное устройство на 110 кВ необходимо выполнить открытого типа, соответственно все электрооборудование ОРУ 110 кВ должно иметь соответствующее исполнение, т.е. исходя из паспортных данных заводов изготовителей, предназначено для наружной установки.

2. Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне. Таким образом, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

4. Для правильной работы системы РЗиА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя

электрооборудования понизительной подстанции, в следствии того, что не зафиксированы РЗиА.

5. Комплектное распределительное устройство 10 кВ должно быть укомплектовано вакуумными выключателями на 10 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей.

6. Все измерительные трансформаторы тока и напряжения устанавливаемые в ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ должны иметь класс точности не более 0,5.

7. Релейная защита и автоматика должна быть укомплектована современными микропроцессорными блоками отечественного производства.

6.1 Условия выбора оборудования

Согласно требованиям ПУЭ [3], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (6.1)$$

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

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (6.2)$$

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1443,38 \text{ А}.$$

Таблица 6.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

ОРУ-110 кВ		
$I_{\max}^{\text{ВН}}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{кА}$
177,15	7,54	19,2
КРУ-10 кВ		
$I_{\max}^{\text{НН}}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{кА}$
1948	12,97	33

6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [10].

Выключатели выбираются по данным параметрам:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\max}, \quad (6.4)$$

$$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.5)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.7)$$

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \quad (6.8)$$

В соответствии с формулами 6.1 -6.8 проведем выбор элегазовых выключателей на стороне ОРУ 110 кВ.

Элегазовые выключатели выбираются исходя из технического задания на проектирование подстанции, а также на основании схемы ОРУ 110 кВ.

Преимущества элегазовых выключателей:

1. При коммутациях создают меньшие перенапряжения, соответственно, облегчают работу изоляции высоковольтного электрооборудования;

2. «Элегазовые выключатели являются одним из самых современных типов высоковольтных выключателей и получают все более широкое применение» [20];

3. «Являются достаточно надежными в работе и долговечными; они позволяют осуществлять не менее 10 тысяч операций включения и отключения номинального тока и 40 отключений номинального тока КЗ» [20].

Таблица 6.2 – Расчётные значения выключателей 110 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{К}^2 \times t_{К}$	кА ² с
	$i_{\nu} < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Паспортные данные завода изготовителя	115	кВ
	2000	А
	102	кА ² с
	40	кА

6.3 Выбор разъединителей 110 кВ

«Разъединители для ОРУ 110 кВ изготавливаются в трехполюсном исполнении. Полюс разъединителя 110 кВ выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей на 90° в горизонтальной плоскости» [18].

«Токоведущая система разъединителей выполнена в виде двух контактных ножей, установленных на верхних фланцах изоляторов. Токовый переход с основания контактного ножа на контактный вывод осуществляется

через скользящий контакт розеточного типа защищенный от загрязнения кожухом» [18].

«Контактный нож разъединителей 110 кВ представляет из себя две пары контактных ламелей, на концах которых имеются отгибы (ловители). Контактные ламели выполнены из бериллиевой бронзы и не требуют регулировки контактного нажатия в течение всего срока службы. На конце контактного ножа имеется контакт типа «кулачок», образованный отгибами двух параллельных шин и защищенный от обледенения кожухом. Все скользящие поверхности покрыты гальваническим серебром, а неподвижные - оловом. Контакты заземлителя также изготавливаются из двух пар ламелей из бериллиевой бронзы. На концах соединительных тяг расположены сферические подшипники скольжения, допускающие перекосы при повороте приводных валов и вала заземлителей» [20].

Конструкция разъединителей 110 кВ предусматривает установку следующих типов приводов:

- для главных ножей – двигательный;
- «для заземляющих ножей – ручной или двигательный» [20].

Таблица 6.3 – Условия выбора разъединителя

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА ² с
	$i_y < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Технические характеристики разъединителя	115	кВ
	1000	А
	100	кА ² с
	100	кА

6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

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

Таблица 6.4 – Условия выбора ТТ

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

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (6.9)$$

«где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности» [11].

«Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле» [11]:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (6.10)$$

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

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

«Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как» [11]:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (6.11)$$

где $l_{каб}$ – фактическая длина кабеля, м;

γ – данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

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.

6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ

В ОРУ-110 кВ установка трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20], необходима для подключения системы коммерческого учета по стороне 110 кВ, а также контроля значений напряжения по стороне 110 кВ, и нормальной работы системы РПН установленных на силовых трансформаторах типа ТДН-25000/110/10.

Нагрузка во вторичной цепи ТН 110 кВ с учетом всех подключенных измерительных приборов составит около 30 ВА, что является допустимым значением.

6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 -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

6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

Одним из перспективных типов ячеек для установки в ЗРУ 10 кВ являются ячейки КРУ типа СЭЩ. Данные ячейки имеют множество преимуществ, одно из которых высокая степень локализации производства данных ячеек на заводе изготовителе, что повышает качество сборки данных ячеек, а также увеличивает срок службы электрооборудования.

Данные ячейки будут укомплектованы вакуумными выключателями производства завода изготовителя КРУ ВВУ-СЭЩ, трансформаторами тока типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ограничителями перенапряжения ОПН на 10 кВ микропроцессорной релейной защитой.

Полная компоновка необходимым электрооборудованием данных ячеек на заводе изготовителя является оптимальным решением.

Проведем выбор электрооборудования КРУ 10 кВ по условиям выбора в соответствии с формулами 6.1-6.8.

6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ

«Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений» по ГОСТ Р 52565 -2006. На первоначальном этапе подберем вакуумные выключатели по паспортным характеристикам, также необходимо отметить, что выбираемые выключатели имеют следующие особенности:

1. Принцип гашения дуги у выбираемых выключателей – вакуум;
2. Тип привода у выключателей – пружинный.
3. При первом включении выключателя в случаи отсутствия оперативного тока, конструктивно предусмотрено ручной взвод пружины оперативно-ремонтным персоналом. При наличии оперативного тока и напряжения взвод пружины осуществляется электромагнитным приводом.

В таблице 6.6 укажем паспортные характеристики выбираемых вакуумных выключателей.

Таблица 6.6 - Технические характеристики выключателей ВВУ-СЭЩ

Наименование параметра	Единица измерения	Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ
$U_{ном}$, кВ	кВ	10
$I_{ном}$, А	А	2000
$I_{дин}$,	кА 3 сек	40
$I_{период}$ КЗ,	кА	40
B_k ,	кА	100
$t_{выкл.соб}$,	сек	0,04
$t_{выкл.пол}$,	сек	0,06
t – окружающего воздуха,	С	+40°, -55°

Таблица 6.7 – Условия выбора вакуумного выключателя 10 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{нр} > I_{расч}$	А
	$I_{ТС}^2 \times t_{ТС} \geq I_k^2 \times t_k$,	кА ² с
	$i_y < i_{пр.с}$,	кА

Данные по формулам 6.1-6.8	10	кВ
	1948	А
	14,1	кА ² с
	33	кА
Данные завода изготовителя	10	кВ
	3150	А
	100	кА ² с
	40	кА

6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На основании условий выбора п.6 и 6.1 выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ, которые производятся на заводе изготовителе ячеек КРУ типа СЭЦ.

Выбираемые к установке в ячейках СЭЦ трансформаторы тока имеют паспортные данные указанные в таблице 6.8:

Таблица 6.8 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Наименование источника данных	Условие выбора	Единица измерения
Расчетные	$U_{уст} = 10$	кВ
	$I_{max} = 1948$	А
	$i_{уд} = 33$	кА
	$B_k = 1,85$	кА ² ·с
От завода изготовителя: ТОЛ-10 кВ	$U_{ном} = 10$	кВ
	$I_{ном} = 2000$ А	А
	$I_{дин} = 100$	кА
	$B_k = 4800$	кА ² ·с

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], а также СТО 56947007-29.240.021-2008, необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

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

Так как класс точности трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ S=0,5, то $Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление проводника:

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

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

Выбираем кабель контрольный сечением S - 4мм².

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

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

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

Исходя из условия 6.9 вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ ниже предельно допустимого значения 1,2 Ом.

6.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ

Трансформатор напряжения также выбираем на основании каталожных данных завода производителя ячеек КРУ СЭЩ, для повышения степени сборки выбранных ячеек на новой подстанции 110/10 кв. Исходя из паспортных данных, выбираемые ТН имеют номинальную мощность в классе точности 0,5, таким образом, присоединения потребляемая мощность счетчиков должна не превышать 75 ВА.

Проведем расчеты допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформатора напряжения на 10 кВ:

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

$$S_2 \leq S_{\text{max}} \quad (6.12) \\ 9,91 \leq 75.$$

Условие 6.12 выполняется, поэтому принимаем к установке НАЛИ-СЭЩ на 10 кВ

7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [3], для трансформатора выбирают следующие защиты:

– дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), так как данная защита является основной защитой, при этом имеет высокую степень защиты [3];

– В качестве резервной защиты от внутренних повреждений в силовых трансформаторах установим защиту «токовую отсечку» (ТО)» [3], данная защита устанавливается на каждый трансформатор отдельно;

– Максимальная токовая защита (МТЗ), выступает в качестве резервной защиты от внешних токов короткого замыкания [3];

– Защиту от перегрузки силовых трансформаторов. Данная защита необходима для исключения работы трансформатора с перегрузкой выше допустимых пределов. Отметим, что силовые трансформаторы выбраны с учетом перегрузочной способности на 40%, однако данная защита необходима, для исключения «набросов» мощности на трансформаторы в случаи аварийных ситуаций во внешней сети системы электроснабжения.

7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Расчет уставок защит трансформатора выполним на основании методики изложенной в технической литературе [17].

Исходя из последовательности изложенной [17], проведем расчет токов срабатывания ДЗТ.

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраивают от тока небаланса при коротком замыкании во внешней сети системы электроснабжения [17]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (7.1)$$

где k_n – коэффициент надежности, который равен 1,3;

$I_{нб}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;
Данный ток небаланса возникает в связи с особенностями схемы подключения трансформаторов тока по высокой и низкой стороне для ДЗТ.

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (7.2)$$

где k_A – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Внеш}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{нб} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Так как при включении трансформатора в электрическую сеть возникают (под напряжение) необходимо учитывать скачки тока в трансформаторе и по условию [17] определяют отстройку защиты от данных скачков с учетом пуска трансформатора на холостом ходу:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.Тр}, \quad (7.3)$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{ном.Тр}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{с.з} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 131 = 160 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{сз}=754 \text{ А}$.

Далее необходимо в соответствии методикой, определить чувствительность выбираемой защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (7.4)$$

где $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{\text{сх N}}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему звезда, и на стороне НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{п.}(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2. Условие выполнено $k_{\text{ч}}$ ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (7.5)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Расчётные значения уставок устанавливаемой защиты ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 110} = 131,4 \text{ А}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 10} = 1445 \text{ А}$
$k_{\text{ТТ}}$	200/5	1500/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{131}{\frac{200}{5}} = 3,28 \text{ А}$	$\frac{1445}{\frac{1500}{5}} = 4,82 \text{ А}$

7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

Междуфазные токи короткого замыкания в обмотке трансформатора, являются одними из самых опасных, так как возникаю внутри трансформатора и могут привести к крупным аварийным ситуациям, это связано:

1. Дуга тока короткого замыкания возникает в среде трансформаторного масла. Трансформаторное масло имеет очень низкую температуру воспламенения, таким образом, при не своевременной ликвидации межфазного тока короткого может произойти возгорание трансформаторного масла и трансформатора в целом

2. Бак силового трансформатора имеет металлическую конструкцию и полностью герметичен, в связи с этим отсутствует возможность визуального осмотра трансформатора при повреждении и оценки причины срабатывания токовой отсечки РЗиА трансформатора без специальных мероприятий.

Учитывая выше изложенное, необходимо провести расчеты уставок ТО.

На первом этапе определим ток срабатывания защиты «при КЗ с противоположной стороны трансформатора» [17].

Для этого проведем следующий расчет:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс } 10}, \quad (7.6)$$

где $I_{с.з10}$ - ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ \text{ макс}}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

Чувствительность токовой отсечки должна быть не менее 2:

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \times I_{\text{раб макс}}, \quad (7.8)$$

где $I_{\text{раб макс}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

k_B – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 110}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ [14]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2 [3].

7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты с перегрузки с воздействием на сигнал, рассчитываем согласно условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (7.9)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{131,4}{0,95} = 145,2 \text{ А,}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос электрической части понижающей подстанции ПС 110/10 кВ Терновка. Реконструкция данной подстанции необходима для подключения новых потребителей, а также повышения надежности системы электроснабжения электросетевого комплекса г. Пензы.

В работе приведен расчет электрических нагрузок энергопринимающих устройств промышленного предприятия находящегося на ул. Промышленная, а также определены нагрузки потребителей данной понизительной подстанции. На основании расчетных данных проведена проверка корректности заявленных в ТУ на ТП в соответствии с техническим заданием на реконструкцию ПС 110/10 кВ. По результатам проверки выбрали мощность силовых трансформаторов реконструируемой подстанции 110/10 кВ.

Произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 110 и 10 кВ, в выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрана схема ОРУ -110 кВ.

Выбрано электрооборудование понижающей подстанции 110/10 кВ исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 10 кВ.

Выбрана защита основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13.11.2009 г.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03 г.).
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. (ВНТП от 17.08.1981 г. №81).
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». г. Москва. 2012 г.
9. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007. г. Москва, 2007 г.
10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
11. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. 143с.

12. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. 78 с.
13. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. 40 с.
14. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования - М.: ИЦ Академия, 2013. 352 с.
15. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. Москва 2014. 25 с.
16. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. 2011 42 с.
17. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. 2012. 57 с.
18. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. 143 с.: ил. Прил.: с. 136-143.
20. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
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 c