

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,
организаций и учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрооборудования РУ 10 кВ подстанции
"Матюшкино"

Студент	<u>Ю.В. Викулова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>А.А. Терентьев</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	<u>И.Ю. Усатова</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)
« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен один из способов обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей подстанции "Матюшкино" – реконструкция электрооборудования РУ-10 кВ.

Для выбора оптимального решения проведено предпроектное обследование объекта и анализ проблем, на основании которого были поставлены задачи для достижения поставленной цели. Выполнен расчет ожидаемых нагрузок и выбор силовых трансформаторов.

Произведен расчет коротких замыканий, на основании которого выбрано оборудование для РУ-10 кВ. Осуществлен выбор аппаратов для РЗиА и рассчитаны уставки защит. Смоделировано освещение подстанции: для площадки ОРУ, здания ЗРУ и ОПУ. Выполнен расчет собственных нужд подстанции, молниезащиты и заземления.

Пояснительная записка выполнена на 53 листах, включается в себя 23 таблицы, 11 рисунков. Графическая часть работы представлена на 6 чертежах формата А1.

ABSTRACT

The topic of the given graduation work is reconstruction of switchgear 10 kV of electrical substation 110/35/10"Matyushkino".

The aim of the work is supplying of consumers with electrical energy in full volume subject to probable variance of the volume of consumption in the future. The issue of obsolete equipment which does not meet modern requirements is highlighted in the project's general part.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are the study of the object of designing, detection of problems, formulation of the objectives of the project, solution of problems, conclusion about expediency of reconstruction.

During the pre-project survey, a number of problems were identified, a number of solutions were proposed: liquidation of 35 kV line due to losses in it, high maintenance costs and need to replace the transformers. Most of equipment in the 10 kV switchgear needs to be replaced by a more modern, indoor switch-gear needs partial repair; substation fencing needs improvement.

First of all, the calculating is carried out and the selecting of power transformers is justified.

Much attention is given to selecting and checking of electrical equipment.

At the end, calculating and modeling lighting for electrical substation, lightning protection and protective earthing are presented.

In conclusion we would like to stress that the carried out activities will have a positive impact on the power supply of the district.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Предпроектное обследование.....	7
2 Расчет электрических нагрузок.....	11
3 Выбор основных конструктивных решений по стороне 10 кВ.....	17
4 Расчет коротких замыканий.....	18
5 Выбор оборудования и проводников.....	22
6 Релейная защита подстанции.....	35
7 Выбор оперативного тока.....	40
8 Освещение подстанции.....	41
9 Собственные нужды подстанции.....	45
10 Молниезащита подстанции.....	46
11 Заземление подстанции.....	48
Заключение.....	49
Список используемых источников.....	50

ВВЕДЕНИЕ

Среди различных видов энергии, используемых человеком, особое место занимает наиболее универсальный из ее видов – электрическая энергия. Значение электроэнергетики в экономике России, также, как и её общественной жизни, трудно переоценить – это основа всей современной жизни. Энергосистема Российской Федерации – ЕЭС России состоит из семи объединенных энергосистем (ОЭС): Востока, Сибири, Урала, Центра, Северо-запада, Средней Волги, Юга.

Большую роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Для повышения надежности электроснабжения и экономии затрат на электроэнергию, крупные предприятия устанавливают собственные подстанции на территории предприятия. Жилые районы, а также средние и малые предприятия получают электроэнергию от главных понизительных подстанций (ГПП).

ГПП включают в себя распределительные устройства различных типов, главные трансформаторы, количество которых зависит от категории надежности электроснабжения потребителей, трансформаторы собственных нужд (ТСН), конденсаторные установки, щиты управления и т.д. Число силовых трансформаторов определяется основным документом – Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Необходимость, например, двух главных трансформаторов объясняется тем, что в жилых районах и на промышленных предприятиях преобладают нагрузки II категории надежности электроснабжения и обычно имеются нагрузки I категории надежности, для питания которых необходимо иметь два независимых источника.

Большинство подстанций в России были построены и введены в работу во второй половине XX века и установленный срок эксплуатации оборудования подходит к концу, а реконструкции подстанций редкие и,

порой, частичные. Сегодня существует проблема того, что устаревшее оборудование не обеспечивает требуемый уровень надежности и не соответствует современным требованиям. В связи с этим, все более актуальными становятся реконструкции подстанций и замена оборудования на современное, отвечающее всем техническим требованиям, а также, что немаловажно, требованиям безопасности.

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрооборудования РУ-10 действующей подстанции «Матюшкино» для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей.

1 Предпроектное обследование

1.1 Характеристика объекта проектирования

В качестве объекта реконструкции выбрана подстанция «Матюшкино» 110/35/10 кВ, филиала ПАО «МРСК Волги» «Самарские распределительные сети».

Подстанция расположена в мкр-не Новоматюшкино Комсомольского р-на г. Тольятти (ранее с. Новоматюшкино) на ул. Раздольная. Расположение подстанции приведено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Расположение подстанции

Подстанция «Матюшкино» введена в эксплуатацию в 1978 году.

Ей обеспечивается электроснабжение таких объектов как ЗАО «Поволжская ТЭК», ЗАО «Поволжское-СВ», большая часть мкр-на Поволжский (ранее пгт Поволжский), близлежащие СНТ и др.

По конструктивному исполнению ПС «Матюшкино» подразделяется на площадки открытых распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ (ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ), площадку главных трансформаторов и здание закрытого распределительного устройства 10 кВ (ЗРУ-10 кВ). Схема ОРУ-110 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [7], схема ОРУ-3535-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [7], схема ЗРУ-10 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [7]. Электроснабжение самой ПС выполнено по двум воздушным линиям: ВЛ 110 кВ «Матюшкино-1» и ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино».

На подстанции установлены 2 силовых трансформатора типа ТДТН мощностью $T_1=25000$ кВА и $T_2=16000$ кВА, но, в связи с ликвидацией основного потребителя мощности – Поволжского свинокомплекса, трансформаторы работают в режиме существенной недогрузки. Для режима характерно большое значение потерь холостого хода, которые суммарно превосходят нагрузочные потери, а это, в свою очередь приводит к существенному увеличению экономических потерь.

На стороне 110 кВ установлены масляные выключатели типа МКП-110М, на стороне 35 кВ масляные выключатели типа С-35М-630-10. На стороне 10 кВ большинство выключателей масляные типов ВМПЭ-10, ВМ-10. Так же на стороне 10 кВ установлены вакуумные выключатели типа ВВ-10.

Электроснабжение собственных нужд ПС «Матюшкино» выполнено от двух ТСН мощностью по 250 кВА каждый, напряжением 10/0,4 кВ. Оперативный ток – переменный. К собственным нуждам ПС относятся: освещение площадок ОРУ, внешнее и внутреннее освещение здания ЗРУ,

электроснабжение помещений для персонала, обогрев шкафов и оборудования, а также обдув силовых трансформаторов.

Средняя мощность, переданная потребителям, зимой составляет 13,53МВт, летом – 14,43МВт.

Климатические и геофизические условия на площадке подстанции:

Район по количеству грозových часов в году: 60-80 ч;

Район по степени загрязненности атмосферы: С3-2;

Район по ветру: III (скорость ветра 32 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет)

Район по гололеду: IV (толщина стенки гололеда 25 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет).

Для поддержания безаварийной работы необходима проверка установленного оборудования и, при необходимости, его замена, что положительно скажется не только на работе подстанции, но и на благополучии района в целом, а также его успешном развитии в будущем.

1.2 Анализ проблем

На этапе предварительного обследования объекта были выделены следующие проблемы:

Со стороны СН: в связи с отключением большей части потребителей со стороны 35 кВ принято решение о ликвидации линий данного напряжения. Оставшиеся нагрузки перенести на сторону 10 кВ, ОРУ-35 демонтировать. Данное решение объясняется тем, что экономическая величина потерь в линиях 10 кВ по сравнению с линиями 35 кВ намного ниже, чем затраты на содержание линий 35 кВ и запитываемых по ним подстанций классов 35/10, потребители которых были отключены.

В связи с осуществлением перехода с трех уровней напряжения (110/35/10) на два (110/10) необходима замена главных трансформаторов Т-1 и Т-2. Так же замена силовых трансформаторов необходима в связи с

ликвидацией основного потребителя, и, как следствие, резким падением необходимой мощности.

Со стороны НН: на основе перехода на два класса напряжения и переноса нагрузок со стороны СН, необходима модернизация ЗРУ-10, а именно замена устаревшего оборудования на современное, отвечающее всем нормам и требованиям.

По объекту в целом: здание ЗРУ из силикатного кирпича, возведенное в 1978 году, ни разу не ремонтировалось. Под действием атмосферных явлений кирпич начал разрушаться и уже произошло частичное разрушение одной из стен. Территорию подстанции также необходимо оградить должным образом, чтобы не допустить несанкционированный доступ третьих лиц, ибо подстанция является объектом повышенной опасности.

Исходя из совокупности вышеперечисленных факторов, для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- произвести расчет и обосновать выбор силовых трансформаторов подстанции;
- выполнить расчет токов к.з.;
- осуществить выбор коммутационного оборудования для замены и его проверку;
- рассчитать параметры и выбрать аппараты релейной защиты и автоматики;
- произвести расчет собственных нужд, заземления и молниезащиты.

2 Расчет электрических нагрузок

Для расчета электрических нагрузок подстанции воспользуемся исходными данными, приведенными в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – Исходные данные по мощностям

Наименование присоединения	Средняя мощность МВт	
	Зима	Лето
1 СШ-35 кВ (СН1)	2,29	2,2
2 СШ-35 кВ (СН2)	1,55	1,81
1 СШ-10 кВ (НН1)	5,12	5,73
2 СШ-10 кВ (НН2)	4,57	4,69

А также условием $tg\varphi \leq 0,4$ [4]

Произведем расчет полной мощности по формуле 2.1:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{P}{\cos(\arctg \varphi)}. \quad (2.1)$$

Таким образом, для шин СН:

$$S_{СН1} = \frac{2,29}{0,93} = 2460 \text{ кВА.}$$

$$S_{СН2} = \frac{1,81}{0,93} = 1950 \text{ кВА.}$$

Для шин НН:

$$S_{НН1} = \frac{5,73}{0,93} = 6160 \text{ кВА.}$$

$$S_{HH2} = \frac{4,69}{0,93} = 5040 \text{ кВА.}$$

Для стороны ВН полная мощность определяется по формуле 2.2.

$$S_{ВН} = S_{СН1} + S_{СН2} + S_{НН1} + S_{НН2}. \quad (2.2)$$

$$S_{ВН} = 2,46 + 1,95 + 6,16 + 5,04 = 15,61 \text{ МВА} = 15610 \text{ кВА.}$$

Примем во внимание возможность дальнейшего развития района, а именно тот факт, что в сложившейся неблагоприятной экологической обстановке в районах города жители предпочитают переезжать в близлежащие населенные пункты. Данный район очень выгодный с точки зрения инфраструктуры (есть постоянный общественный транспорт, близость к основной части города), экологической обстановки и административного устройства, т.к. мкр-ны Новоматюшкино и Поволжский являются частью г.о. Тольятти.

Одними из условий развития данного района является строительство многоквартирного жилого дома (МКД), строительство фермерских хозяйств молочной и мясной направленности и зданий для их нужд и расширение СНТ, получающих питание от подстанции.

Определим перспективные нагрузки согласно СП 31-110-2003 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [5].

Для МКД: примем условие, что в доме будет расположено 100 квартир. В таком случае электрическая нагрузка будет определяться по формуле 2.3:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot n, \quad (2.3)$$

где $P_{кв.уд.}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице из вышеуказанного документа;

n – количество квартир. Примем $n=100$ кв, тогда $P_{\text{кв.уд.}}=1,5$ кВт/кв.

Поквартирная нагрузка будет равна:

$$P_{\text{кв}} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ кВт.}$$

Нагрузка лифтового хозяйства будет определяться по формуле 2.4:

$$P_{\text{р.л.}} = K_{\text{с.л.}} \sum_1^{n_{\text{л}}} P_{\text{ни}}, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{с.л.}}$ – коэффициент спроса лифта. Принимается $K_{\text{с.л.}}=0,8$;

$P_{\text{ни}}$ – мощность электродвигателя i -го лифта, кВт. Примем для лифтов ЩЛЗ 400 кг $P_{\text{ни}}=8,5$ кВт;

$n_{\text{л}}$ – количество лифтов. Принимается $n_{\text{л}}=3$

Таким образом, нагрузка лифтового хозяйства:

$$P_{\text{р.л.}} = 0,8 \cdot 3 \cdot 8,5 = 20,4 \text{ кВт.}$$

Общая нагрузка МКД определяется по формуле 2.5:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} + 0,9P_{\text{с}}. \quad (2.5)$$

В качестве $P_{\text{с}}$ принимаем лифтовую нагрузку.

Таким образом:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 150 + 0,9 \cdot 20,4 = 168,36 \text{ кВт.}$$

Мощность расширения СНТ определяется аналогично поквартирной мощности (формула 2.3). Примем во внимание, что расширение СНТ будет

происходить в разных частях микрорайона. Зададимся условием застройки трех частей микрорайона по 18 дачных домиков в каждом. Тогда мощность для них будет равна:

$$P_{p\partial} = 3P_{\partial} = 3 \cdot 18 \cdot 1,1 = 59,4 \text{ кВт.}$$

Необходимо учесть, что на территориях СНТ и мкр-на Новоматюшкино могут создаваться личные приусадебные хозяйства (ЛПХ). Данные по ним возьмем из методики определения потребности в средствах электроснабжения для социального развития села [6]. Рассмотрим нагрузки типов ЛПХ для рассматриваемого района.

Для ЛПХ 1-го типа (содержится в среднем: 1 корова, 2 свиньи, 5 кур) установленная мощность $P_{уст} = 0,77$ кВт [6]

Для ЛПХ 2-го типа (содержится: 2 коровы, 1 теленок на откорме, 2-3 поросенка на откорме, 4-5 овец, 12 -15 кур.) установленная мощность $P_{уст} = 3,29$ кВт [6]

Для ЛПХ 3-го типа (содержится: 3-5 коров, 3-5 телят на откорме, 8-10 свиней, до 30-50 голов птицы) установленная мощность $P_{уст} = 7,74$ кВт [6]

Расчетную мощность для каждого типа ЛПХ определим аналогично поквартирной для МКД, считая, что в перспективе создание по 15 объектов ЛПХ 1-го и 2-го типов и 10 ЛПХ 3-го типа.

Для 1-го типа:

$$P_{ЛПХ1} = 15 \cdot 0,77 = 11,55 \text{ кВт.}$$

Для 2-го типа:

$$P_{ЛПХ2} = 15 \cdot 3,29 = 49,35 \text{ кВт.}$$

Для 3-го типа:

$$P_{ЛПХ3} = 10 \cdot 7,74 = 77,4 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность по ЛПХ определяется по формуле 2.6:

$$P_{ЛПХ\Sigma} = P_{ЛПХ1} + P_{ЛПХ2} + P_{ЛПХ3}. \quad (2.6)$$

$$P_{ЛПХ\Sigma} = 11,55 + 49,35 + 77,4 = 138,3 \text{ кВт.}$$

Для фермерского хозяйства молочной направленности на 30 голов установленная мощность $P_{фер1} = 13 \text{ кВт}$ [6]

Для фермерского хозяйства скотоводческой направленности на 20 голов установленная мощность $P_{фер2} = 6 \text{ кВт}$ [6]

Для фермерского хозяйства свиноводческой направленности с законченным производственным циклом на 8 свиноматок установленная мощность $P_{фер3} = 19 \text{ кВт}$ [6]

Суммарная мощность по фермам определяется по формуле 2.7:

$$P_{\phi\Sigma} = P_{\phi1} + P_{\phi2} + P_{\phi3} = 13 + 6 + 19 = 38 \text{ кВт.} \quad (2.7)$$

Суммарная перспективная активная мощность определяется по формуле 2.8:

$$P_{пер} = P_{р.ж.д.} + P_{р\delta} + P_{ЛПХ\Sigma} + P_{\phi\Sigma}. \quad (2.8)$$

$$P_{пер} = 168,36 + 59,4 + 78,6 + 38 = 344,36 \text{ кВт.}$$

Полная перспективная мощность рассчитывается по формуле 2.1.

$$S_{пер} = \frac{344,36}{0,93} = 370,3 \text{ кВА.}$$

Полная мощность подстанции рассчитывается по формуле 2.9.

$$S_{ПС} = S_{ВН} + S_{пер} = 15610 + 370,3 = 15980,3 \text{ кВА.} \quad (2.9)$$

Определим количество и мощность силовых трансформаторов.

Исходя из того, что от подстанции питаются приемники II и III категории надежности электроснабжения, а согласно ПУЭ электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к установке принимаются 2 трансформатора [1].

Мощность одного трансформатора с учетом приближенной допустимой перегрузки 40% определим из выражения 2.10:

$$S_{номТ} = \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{15980,3}{1,4} = 11414,5 \text{ кВА.} \quad (2.10)$$

Таким образом, к установке принимаются трансформаторы ТДН-16000/110/10 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор». [13]

Каталожные данные трансформатора приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Каталожные данные трансформатора ТДН-16000/110/10

Трансформатор	$S_{номТ}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТДН-16000/110/10	16	115	11	10,5	83	12	0,3

3 Выбор основных конструктивных решений по стороне 10 кВ

Действующим документом, регламентирующим типовые решения по подстанциям является СТО 56947007-29.240.30.010-2008, утвержденный ПАО «ФСК ЕЭС» [7].

РУ 10 кВ на объекте располагается в здании, т.е. является закрытым (ЗРУ-10). ЗРУ совмещено с общеподстанционным пунктом управления (ОПУ). Исходя из конфигурации РУ-10, а также согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 к рассмотрению принимается схема №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [7]. Схема РУ-10 приведена на рисунке 3.1.

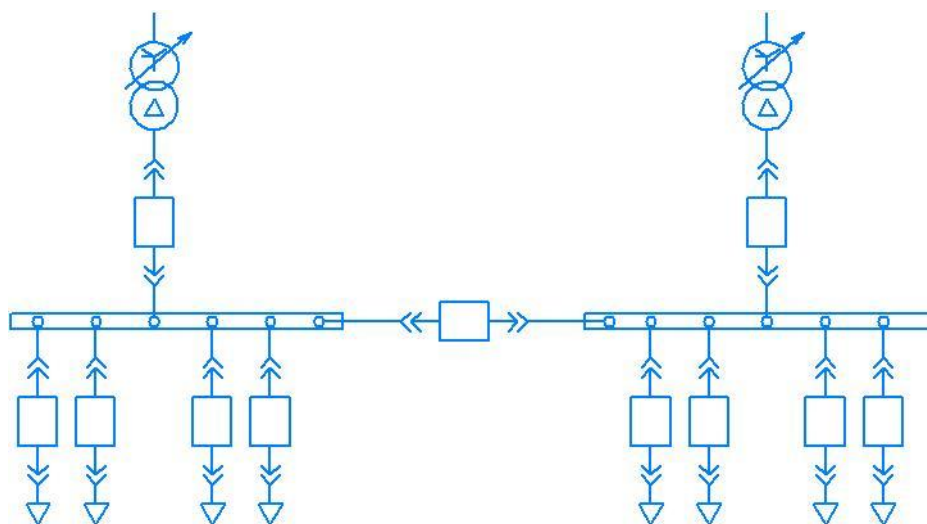


Рисунок 3.1 – Схема РУ-10

Схема 10(6)-2 реализуется в здании ЗРУ с двумя системами шин [8]. Таким образом конфигурация схемы по стороне 10 кВ остается прежней.

4 Расчет коротких замыканий

Согласно ГОСТ 52735-2007 «Короткое замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.» [2].

Для сети 10 кВ расчетным видом КЗ будет являться трехфазное КЗ, поэтому при дальнейшем выборе оборудования нужно ориентироваться на способность его выдерживать и отключать токи трехфазного КЗ [32].

Расчет выполняется в относительных единицах (о.е.), приведенных к базисным, так как рассматривается сторона выше 1000 В.

Расчетная схема представлена на рисунке 4.1.

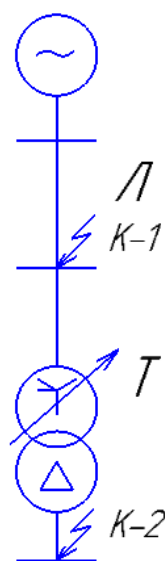


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

На основе расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения, приведенную на рисунке 4.2:

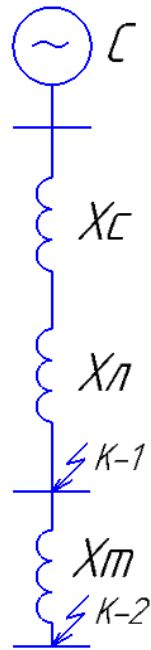


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Исходные данные:

$$l_l = 10 \text{ км}$$

$$x_{л.уд.} = 0,425 \text{ Ом/км}$$

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$$

$$S_k = 3000 \text{ МВА}$$

Определим параметры схемы замещения по формулам 4.1-4.3.

$$x_{*\sigma,c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3000} = 0,33. \quad (4.1)$$

$$x_{*\sigma,m} = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номГ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56. \quad (4.2)$$

$$x_{*\sigma,l} = x_{уд} \cdot l_l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,425 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,31. \quad (4.3)$$

Короткое замыкание в точке К-1:

Результирующее сопротивление определим по формуле 4.4:

$$x_{рез1 \delta} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} = 0,33 + 0,31 = 0,64. \quad (4.4)$$

Базисный ток найдем по формуле 4.5:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}. \quad (4.5)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле 4.6:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{\delta}}{x_{рез \delta}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,64} \cdot 5,03 = 7,86 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Ударный ток КЗ определим по формуле 4.7:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,86 \cdot 1,8 = 19,8 \text{ кА}, \quad (4.7)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, в данном случае $k_{y\delta} = 1,8$

Короткое замыкание в точке К-2.

Определим результирующее сопротивление по формуле 4.8:

$$x_{рез2 \delta} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,m} = 0,33 + 0,31 + 6,56 = 7,2. \quad (4.8)$$

Базисный ток найдем по формуле 4.5:

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле 4.6:

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{7,2} \cdot 55,05 = 7,65 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определим по формуле 4.8:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,65 \cdot 1,92 = 20,56 \text{ кА,}$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, в данном случае $k_{y\partial} = 1,92$

5 Выбор оборудования и проводников

Одним из основных средств для решения поставленных задач, и, как следствие, достижения цели является выбор подходящего оборудования для распределительного устройства 10 кВ.

Как было обозначено ранее, ЗРУ-10 было построено в 1978 году. Последняя реконструкция ЗРУ осуществлялась в 2004 году, тогда малую часть масляных выключателей (6 из 27) заменили на вакуумные. В связи с тем, что большая часть оборудования РУ-10 морально устарела, а также с тем, что мощности со стороны 35 кВ будут перенесены на сторону 10 кВ, проведем комплексную реконструкцию оборудования и проводников РУ-10.

5.1 Выбор ячеек КРУ (КСО)

К установке предлагаются ячейки КРУ, так как они предполагают установку оборудования на выкатных элементах. Это облегчает монтаж, наладку, ремонт и обслуживание оборудования, установленного в ячейке. Также, ячейка КРУ не требует установки разъединителей на отходящих линиях, т.к. выдвижные элементы обеспечивают видимый разрыв цепи. Тем самым повышается надежность и безопасность обслуживания, а также снижается стоимость устанавливаемого оборудования.

К установке предполагаются ячейки КРУ производства «Электроцит Самара». [11] Рассмотрим 2 варианта: это ячейки КРУ-СЭЩ-63 и КРУ-СЭЩ-61М. Проведем их технико-экономическое сравнение. Результаты сведем в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Технические данные ячеек КРУ-СЭЩ-63 и КРУ-СЭЩ-61М

	КРУ-СЭЩ-61М	КРУ-СЭЩ-63
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1000; 1600; 2000.

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	25; 31,5; 40	20; 25; 31,5; 40
Климатическое исполнение	УЗ; ТЗ	УЗ
Габаритные размеры (ДхШхВ)	750x1400(1600)x2268,	750x1165(1365)x2268

Для проектируемого объекта небольшие габариты ячеек являются плюсом, так как изменение габаритов здания РУ не предусмотрено.

Исходя из вышеперечисленных факторов, к установке принимаются ячейки КРУ-СЭЩ-63 производства «Электроцит Самара».

Перейдем к выбору оборудования, устанавливаемого в выбранных ячейках.

5.2 Выбор выключателей

Максимальный рабочий ток определим по формуле 5.1:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 1231,62 \text{ А}, \quad (5.1)$$

Проверку на термическую стойкость выполним по формуле 5.2:

$$W_K = I_{n,0}^{(3)2} \cdot t_{\text{откл.в}} + T_a = 7,65^2 \cdot 0,03 + 0,12 = 8,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.2)$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – собственное время отключения, с;

T_a – время затухания апериодической составляющей

Проверку по отключающей способности осуществим по формуле 5.3

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,65 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,12}} = 7,75 \text{ кА}, \quad (5.3)$$

где $\tau = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04$;

$t_{откл.в}$ - собственное время срабатывания выключателя, с;

$t_{р.з.}$ - время срабатывания релейной защиты, с. Принимается равным 0,01 с.

На стороне 10 кВ предполагаются к установке шкафы КРУ СЭЩ-63 производства Электроцит Самара [11]. Производитель предлагает к установке следующие виды выключателей: вакуумные типа ВВУ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара» [12] и элегазовые выключатели типа LF2 производства «MerlinGerin» (Франция) [13]. Выполним их технико-экономическое сравнение. Результаты сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Проверка выключателей для ячейки КРУ

Каталожные данные			Расчетные данные	
ВВУ-СЭЩ-10	LF2	Расчетные данные	Условие выбора	
10 кВ	10 кВ	$U_{ном. сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{ном. сети}$	По номинальному напряжению
2000 А	2000 А	$I_{max} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	По номинальному току
50	40	$I_{n,0}^3 = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,0}^3 \leq I_{откл.ном}$	По отключающей способности а) на симметричный ток отключения
35	28	$i_{\alpha,\tau} = 7,75 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,ном}$	б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.
125	128	$I_{n,0}^3 = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,0}^3 \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
50	40	$i_{y\delta}^3 = 20,56 \text{ кА}$	$i_{y\delta}^3 \leq i_{n,pc}$	
7500	4800	$B_{\kappa} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость
30 000	10 000	–	–	Количество циклов включения-отключения при номинальном токе
25	22	–	–	Количество операций отключения при номинальном токе отключения
161 160	345 000	–	–	Средняя цена, руб

Из таблицы видно, что выключатель ВВУ-СЭЩ-10 является наиболее выгодным вариантом, несмотря на то, что технология элегазовых выключателей новее. Выключатель ВВУ-СЭЩ-10 имеет больший ресурс для циклов включения-отключения и операций отключения, имеет большую термическую и электродинамическую стойкость, а также дешевле

элегазового выключателя LF2 более чем в 2 раза, что заметно снижает расходы на ячейки КРУ, а значит и компоновку всего ЗРУ-10. Таким образом к установке на стороне НН принимаются вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10, входящие в состав шкафов КРУ СЭЩ-63 производства Электрощит Самара [12].

5.3 Выбор разъединителей

Так как в качестве ячеек выбраны шкафы КРУ-СЭЩ-63 производства «Электрощит Самара», выбор шинных и линейных разъединителей на отходящих линиях не производится. Видимый разрыв цепи обеспечивается за счет выкатных элементов выбранных ячеек. Произведем выбор разъединителей для ячеек, включающих в себя трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Производитель ячеек КРУ предлагает к установке разъединители РВРЗ-Ш-10/2000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [15]. Проведем их проверку, результат сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 –Проверка разъединителя РВРЗ-Ш-10/2000

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{ном. дл.}} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{n,0}^3 = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0}^3 \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
$i_{\alpha,\tau} = 7,75 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta}^3 \leq i_{n,pc}$	
$B_k = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость

По результатам проверки можно сказать, что разъединитель РВРЗ-Ш-10/2000 удовлетворяет всем требованиям и не требует замены на другой аппарат.

5.4 Выбор трансформаторов тока

5.4.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для преобразования величины тока в удобные для измерения значения. Используются в цепях учета электроэнергии, а также в цепях релейной защиты и автоматики [30].

Производитель ячеек КРУ «Электроцит Самара» предлагает к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. [16] Осуществим их проверку, результаты которой сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 –Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{ном. дл.}} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$	По номинальному току
$i_{\text{уд}}^3 = 20,56 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^3 \leq K_{\text{эо}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\text{к}} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$	На термическую стойкость

Исходя из данных таблицы 5.4, можно сказать, что данный трансформатор тока способен работать в условиях проектируемой сети.

Таким образом, к установке на вводных ячейках принимаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 номинальным током в 1500 А, на отходящих линиях аналогичные трансформаторы с номинальными токами 400 А, 600 А, 800 А и 1000 А в зависимости от тока нагрузки потребителя.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока. Поскольку для составления наиболее полной картины токов в линии необходимо знать токи во всех трех фазах, соединение обмоток ТТ и приборов произведем по схеме полная звезда.

В качестве измерительных приборов в ячейку предполагается к установке прибор М2М ETHERNET производителя «ABB», Италия [19]. Это современные приборы, имеющие связь с помощью протоколов RJ45

ModbusTCP (web-сервер) [19], то есть получить данные с него возможно из любой точки, где есть выход в сеть Интернет. Этот прибор может измерять параметры сети, коэффициент искажения, а также имеет в себе функции счетчиков электроэнергии и все это при скромных габаритах.

Выполним проверку возможности использования данного прибора в проектируемой сети.

Определим сопротивление прибора по формуле 5.4:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ Ом.} \quad (5.4)$$

Для того, чтобы принять данный измерительный прибор к установке, необходимо, чтобы выполнялось условие 5.5.

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}}. \quad (5.5)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки

$R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0,1 - 0,28 = 0,62 \text{ Ом.}$$

Определим тип проводов и их сечения для подключения прибора к сети.

Примем длину соединительных проводов равной 40м. Материал жил – медь.

Произведем определение минимального электрически необходимого сечения проводников по формуле 5.6:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,017 \cdot 40}{0,62} = 1,1 \text{ мм}^2. \quad (5.6)$$

Выберем медный кабель КВБбШвнг(А)-0,66 3х2,5 мм².

5.4.2 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Рассматриваемое РУ-10 кВ относится к сетям с изолированной нейтралью, из-за чего возникает необходимость установки трансформаторов тока нулевой последовательности. Они устанавливаются непосредственно на отходящие кабельные линии и предназначены для контроля тока утечки из-за разрушения изоляции.

Производитель ячеек КРУ «Электроцит Самара» комплектует ячейки трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ-0,66 [17].

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения обеспечивают питание приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных защит, автоматики и используются, когда требуется измерение фазных напряжений и контроль изоляции сети [30].

Производитель ячеек КРУ «Электроцит Самара» комплектует ячейки трансформаторами напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 [18]. Выполним их проверку, результаты сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Проверка трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	Напряжение установки
	Класс точности 0,5	Класс точности	
7,3 ВА	$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$	Вторичная нагрузка

В качестве вторичной нагрузки трансформатора напряжения выступают выбранный в п.5.3.1 прибор М2М ETHERNET и счетчики для коммерческого учета электроэнергии. Использование прибора М2М ETHERNET позволяет сократить количество устанавливаемого измерительного оборудования, а значит и снизить вторичную нагрузку до

минимальной, поэтому расчет выполним только для счетчиков активной и реактивной энергии. Расчет представим в таблице 5.6. К установке примем счетчики CE 303 R31 производителя «Энергомера» [22].

Таблица 5.8 –Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Счетчик активной и реактивной энергии	CE 303 R31	0,1	2	0,38	0,925	27	1,026	2,5
Итого							1,026	2,5

К установке принимаются трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 [18] производства «Электроцит Самара».

В трансформаторах напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 предохранитель и трансформатор изготовлены в едином корпусе [18]. Корпус предохранителя выполняется литым из эпоксидного компаунда. Плавкая вставка является основным элементом предохранителя и имеет следующие технические характеристики [18]:

- номинальное напряжение: 10 кВ;
- номинальный ток: 0,5 А.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

В ячейках КРУ устанавливаются компактизированные нелинейные ограничители перенапряжения. Они предназначены для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений КРУ и электрооборудования, присоединенного к КРУ в сетях с изолированной нейтралью [20].

К установке принимаются ограничители перенапряжений ОПН-П/ЗЭУ-(К)-10 производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург [20].

5.7 Выбор жестких шин

Ошиновка на стороне 10 кВ выполняется жесткими шинами прямоугольного сечения. В ходе реконструкции планируется заменить алюминиевые шины на медные, так как они имеют ряд преимуществ, например, высокая коррозионная стойкость, гибкость, а главное – большая удельная проводимость, что позволяет использовать шины меньшего сечения.

Шины окрашиваются для маркировки фаз в соответствии с ПУЭ. Также, окрашивание шин позволяет защитить их от коррозии и способствует их меньшему нагреву [31].

Сечение шин выбирается исходя из экономической плотности тока, по формуле 5.7:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{1231,62}{1,8} = 684,23 \text{ мм}^2, \quad (5.7)$$

где $J_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по [1].

Выберем медную шину сечением 80x10 мм, длительно допустимый ток 1900 А. Выполним их проверку по следующим условиям [3].

– По условиям нагрева по формуле 5.8:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}} \quad (5.8)$$

1231,62 А < 1900 А – условие выполняется

– По условиям термической стойкости по формуле 5.9:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \leq s, \quad (5.9)$$

где C_T – температурный параметр, определяемый по [3].

$$s_{min} = \frac{\sqrt{8,75}}{170} 10^3 = 17,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется.

– По условиям электродинамической стойкости по формуле 5.10:

$$\sigma_{раб} \leq \sigma_{доп} \quad (5.10)$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение в материале шин, Па. Определяется по [3].

$\sigma_{раб}$ – максимальное напряжение в материале шин, определяется по формуле 5.11.

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{из}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (5.11)$$

где $l_{из}$ – длина пролета $l_{из} = 2$ м,

a – расстояние между фазами $a = 1$ м,

коэффициент формы $k_{\phi} = 1,0$,

коэффициент расположения $k_{расп} = 1,0$

λ – коэффициент, зависящий от условий закрепления шины $\lambda = 8$,

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 20560^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 28,16 \text{ МПа.}$$

W – момент сопротивления шины в поперечной плоскости – по формуле 5.12:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,08 \cdot 0,01^2}{6} = 1,310^{-6} \text{ м}^3, \quad (5.12)$$

где b, h – габаритные размеры шины, м

$$28,16 \text{ МПа} < 200 \text{ МПа}$$

Условие выполняется.

– По условию несовпадения частоты собственных колебаний, с колебаниями, возникающими в системе.

Вычислим частоту собственных колебаний шин по формуле 5.13:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.13)$$

где l – пролет между изоляторами $l = 0,5$ м;

J – момент инерции поперечного сечения шины по формуле 5.14:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,08 \cdot 0,01^3}{12} = 6,67 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4. \quad (5.14)$$

$E = 10 \cdot 10^{10}$ Па – модуль упругости материала шины;

Параметр собственной частоты шины $r_1 = 4,73$.

Погонная масса шины $m = 2,1$ кг/м.

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 6,67 \cdot 10^{-9}}{2,1}} = 317,61 \text{ Гц.}$$

Поскольку частота собственных колебаний шин превышает 200 Гц, механический резонанс шине не страшен.

5.8 Выбор изоляторов

5.8.1 Выбор опорных изоляторов

В качестве опорных изоляторов примем к установке ИОС-10-2000 производства «Гжельский завод Электроизолятор» [21]. Выполним его проверку по условиям электродинамической стойкости $F_{расч} \leq F_{доп}$ по формулам 5.15-5.16:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из}, \quad (5.15)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H}, \quad (5.16)$$

где $F_{разр}$ – минимальная механическая разрушающая сила на изгиб, $F_{разр}=20$ кН [21],

$H_{из}$ – высота изоляционного промежутка, $H_{из}=284$ мм [21],

H – высота от нижней кромки изолятора до шины, определяемая по формуле 5.17:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 0,284 + 0,006 + \frac{0,01}{2} = 0,295 \text{ м}, \quad (5.17)$$

где b и h – габаритные размеры изолятора [20].

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20560^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 18,3 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 \cdot \frac{0,284}{0,295} = 11552,54 \text{ Н.}$$

18,3 < 11552,54 – условие выполняется.

5.8.2 Выбор проходных изоляторов

В качестве проходных изоляторов примем к установке ИП-10/1600-7,5 производства «Гжельский завод Электроизолятор» [21]. Выполним его проверку аналогично опорному изолятору.

$$F_{расч} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20560^2}{2} \cdot 0,52 = 54,95 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

54,95 < 4500 – условие выполняется.

6 Релейная защита подстанции

Одним из важнейших компонентов нормального функционирования любого энергообъекта является комплекс релейной защиты и автоматики (РЗА). Он служит для защиты энергосистем от сбоев путем отключения неисправных частей от остальной части электрической сети. Целью РЗА защиты является поддержание стабильности энергосистемы, изолируя только неисправные компоненты, оставляя при этом как можно большую часть сети в рабочем состоянии [29].

Релейная защита РУ подстанции будет выполняться на микропроцессорных блоках типа БМРЗ производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [25].

Для рассматриваемой подстанции принимаем вариант, когда на всех присоединениях используются аппаратные исполнения блоков РЗА – БМРЗ-152-___. [23]. Это позволяет минимизировать запасные части, инструменты и принадлежности (ЗИП) на объекте и сделать элементы системы РЗА полностью взаимозаменяемыми [23]. Состав оборудования РЗА для РУ 10 кВ представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав оборудования РЗА для РУ 10 кВ

Защищаемый элемент	Блок РЗА
Ввод 10 кВ	БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01
Линия 10 кВ	БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01
Секционный выключатель	БМРЗ-152-2-Д-СВ-01
ТН + АЧР/ЧАПВ (до 3-х очередей)	БМРЗ-152-2-Д-ТН-01
Дуговая защита КРУ 10 кВ	ДУГА-МТ

Выполним расчет дифференциальной защиты силового трансформатора.

6.1 Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Дифференциальную токовую защиту применяют в качестве основной быстродействующей защиты для трансформаторов [33].

Дифференциальная защита трансформатора на реконструируемом объекте будет выполнена на блоках БМРЗ-153-УЗТ [25].

Осуществим расчет дифференциальной защиты силового трансформатора согласно методикам завода-производителя НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [24] с помощью программы MS Office Excel.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчетов дифференциальной защиты силового трансформатора

Тип трансформатора	ТДН-16000/110/10
Номинальная мощность, МВА	16
Номинальное напряжение стороны ВН, кВ	115
Номинальное напряжение стороны НН, кВ	10,5
Система регулирования на стороне ВН	РПН
Количество ступеней регулирования	16
Шаг регулирования, %	1,78
Коэффициенты трансформации ТТ сторон трансформатора:	
ВН	60
НН	500

Максимальные погрешности ТТ сторон трансформатора, рассчитанные в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002 [24] приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Максимальные погрешности ТТ сторон трансформатора

$\varepsilon_{\text{макс}}$	$\varepsilon_{\text{мин}}$	$\varepsilon_{0,5}$	$\varepsilon_{\text{раб. макс}}$	$\varepsilon_{1,5}$
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Токи КЗ на выводах приведены в п.4.

В блоках БМРЗ-153 УЗТ предусмотрен программный учет фактических значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и коэффициента трансформации силового трансформатора – так называемое цифровое выравнивание. Благодаря чему, не требуется применять промежуточные трансформаторы тока [24].

Расчёт номинальных токов сторон и коэффициента цифрового выравнивания приведен на рисунке 6.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
55	Расчет										
56	Номинальные токи сторон первичные:										
57	$I_{НОМ ТР}^{ВН}$	- номинальный первичный ток стороны ВН, А							80,3		
58	$I_{НОМ ТР}^{НН}$	- номинальный первичный ток стороны НН, А							879,8		
59											
60	Номинальные токи сторон вторичные:										
61	$I_{НОМ ТР}^{ВН}$	- номинальный вторичный ток стороны ВН, А							1,339		
62	$I_{НОМ ТР}^{НН}$	- номинальный вторичный ток стороны НН, А							1,76		
63	В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 номинальные вторичные токи должны находиться в диапазоне 0,25 - 10 А.										
64											
65	$K_{ВЫР}$	- коэффициент цифрового выравнивания							1,4		

Рисунок 6.1 – Результаты расчёта номинальных токов сторон и коэффициента цифрового выравнивания с помощью программы MS Office Excel

Результаты расчёта уставок ДТО, ДЗТ и проверки чувствительности ДЗТ выравнивания, а также характеристика срабатывания защиты приведены на рисунках 6.2 – 6.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
68	Расчет уставок									
69	ДТО									
70	- отстройка от максимального тока небаланса									3,24
71	- отстройка от БТН									4
72	ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.									4
73										
74	ДЗТ									
75	Минимальный начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.									0,3
76	ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.									0,3
77	$I_{ДЗТ 2}$ - ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5I_{ном}$									0,7
78	ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ									0,4
79	$I_{К торм}$ - ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.									5,44
80	ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ									0,65
81										
82	Проверка чувствительности ДЗТ									
83	K_{χ} - коэффициент чувствительности									14,57
84										
85	Сигнализация небаланса									
86	НБ РТ - уставка сигнализации небаланса									0,32

Рисунок 6.2 – Результаты расчёта уставок ДТО, ДЗТ и проверки чувствительности ДЗТ выравнивания с помощью программы MS Office Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
87										
88	Уставки защиты									
89	ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.									4
90	НБ РТ - уставка сигнализации небаланса									0,32
91	ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.									0,3
92	ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ									0,4
93	ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ									0,65

Рисунок 6.3 – Результаты расчёта уставок ДТО, ДЗТ и проверки чувствительности ДЗТ выравнивания с помощью программы MS Office Excel (продолжение)

Характеристика срабатывания защиты представлена на рисунке 6.4.

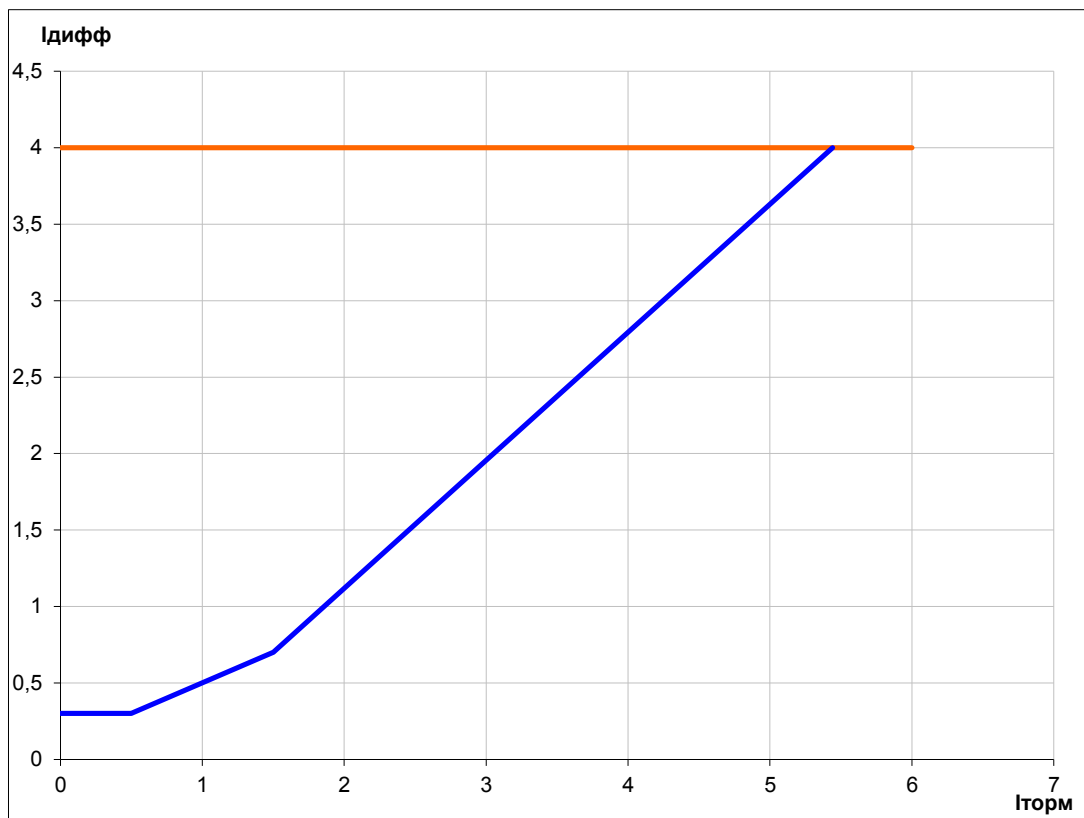


Рисунок 6.4 – Характеристика срабатывания защиты

Таким образом, к установке на подстанции принимаются блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург для всех защищаемых объектов подстанции.

7 Выбор оперативного тока

Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных цепей, устройств РЗА, а в случае нештатных ситуаций, влекущих за собой перебои в электроснабжении – для аварийного освещения и электроснабжения наиболее ответственных механизмов.

В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «На ПС 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда» [9].

Новое оборудование для РУ-10 кВ имеет существенно меньшие габариты, по сравнению со старым, а значит в здании ЗРУ удастся оборудовать аккумуляторную.

В качестве аккумуляторов применены стационарные свинцово-кислотные батареи технологии Classic с пластинами большой поверхности типа GroE.

Данный тип АКБ может эксплуатироваться как в параллельном резервном режиме, обеспечивая в аварийных случаях всю нагрузку постоянного тока, так и в циклическом режиме (разряд-заряд) [27]. Срок службы аккумуляторов GroE – самый продолжительный из всех известных сегодня типов свинцово-кислотных аккумуляторов. Он составляет не менее 25 лет при температуре окружающей среды 20°C (остаточная емкость 80%) [27].

8 Освещение подстанции

С помощью программного комплекса DIALux произведем расчет рабочего освещения для площадки ОРУ после реконструкции и для здания ЗРУ.

8.1 Освещение площадки ОРУ

В связи с изменением конфигурации ОРУ, а именно отказом от системы 110/35/10 и переходом к системе 110/10 будет произведен демонтаж оборудования по стороне 35 кВ. Из-за этого изменится и сценарий освещения площадки подстанции. СП 52.13330.2011 устанавливает следующие значения для наименьшей освещенности площадки ОРУ:

- газовые реле, указатели масла, разъемные части разъединителей – 10 лк;
- выводы трансформаторов и выключателей, кабельные муфты, разрядники, места управления разъединителями и выключателями – 5 лк.

С помощью программы DIALux смоделирована площадка ОРУ. Размер площадки – 100х55м. Модель площадки ОРУ приведена на рисунке 8.1.

Также произведен выбор числа и типа светильников. Светильники для освещения площадки ОРУ установлены на мачтах, по 3 на каждой. Замена старых светильников с металлогалогенными лампами на современные светодиодные позволяет повысить энергоэффективность объекта. К установке принимаются светодиодные прожекторы NFL-M 300 Вт производства NAVIGATOR [28].

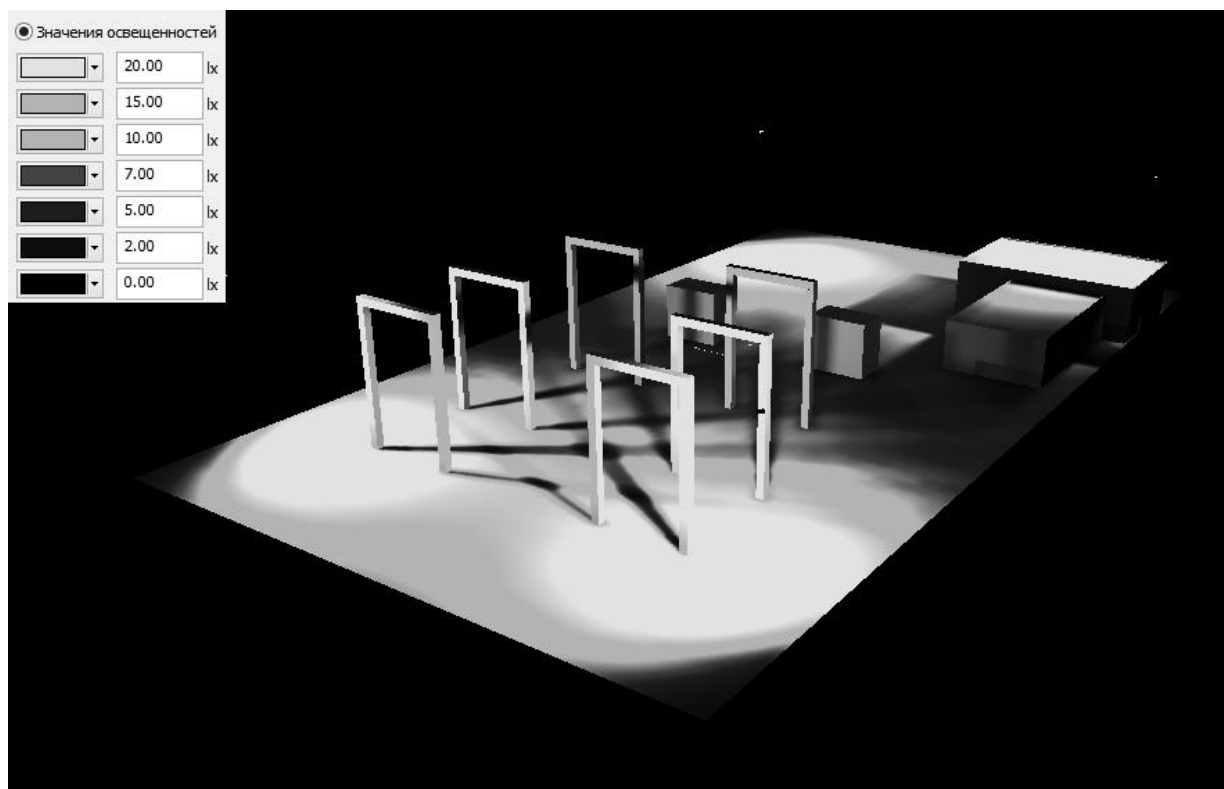


Рисунок 8.1 – Модель площадки ОПУ в программе DIALux

8.2 Освещение ЗРУ

В здании ЗРУ также произведем замену светильников на светодиодные. Отдельно рассмотрим освещение помещения ЗРУ (норма – не менее 150 лк) и ОПУ (норма – не менее 200 лк). К установке предполагаются светильники типа DSP-CC мощностью 36 Вт производства NAVIGATOR [28].

Диаграмма освещенности и расположения светильников в помещении КРУ, полученная с помощью программы DIALux, приведена на рисунке 8.2, в помещении ОПУ – на рисунке 8.3.

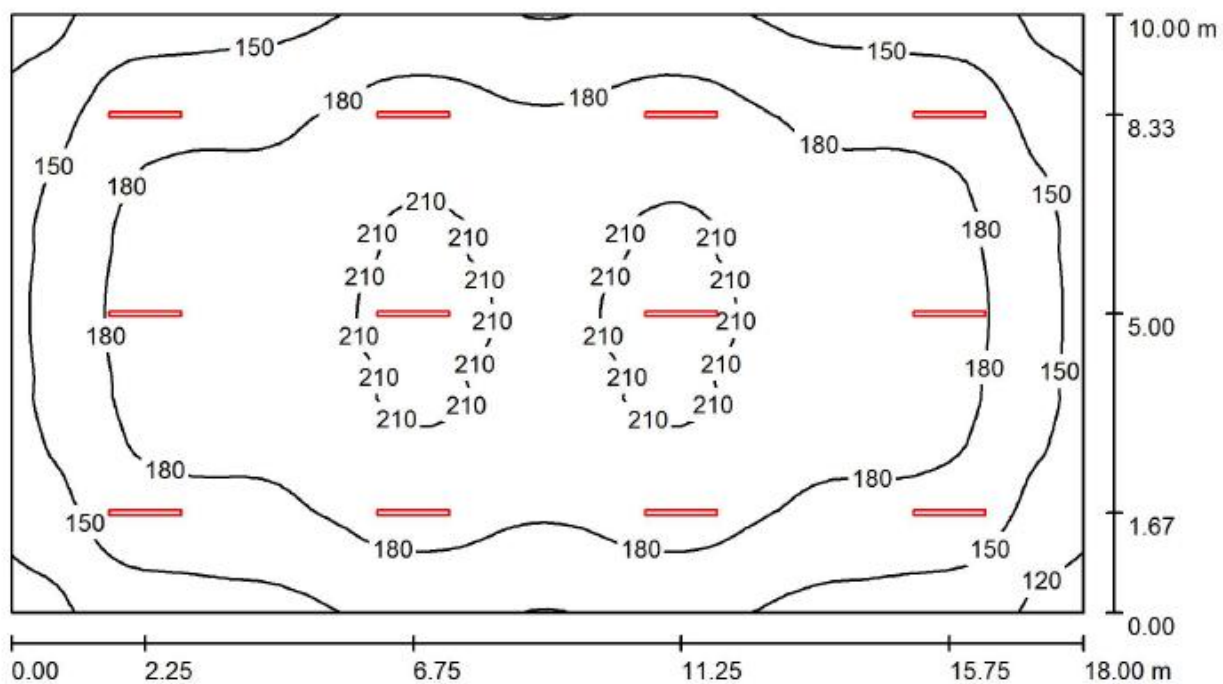


Рисунок 8.2 – Диаграмма освещенности помещения ЗРУ

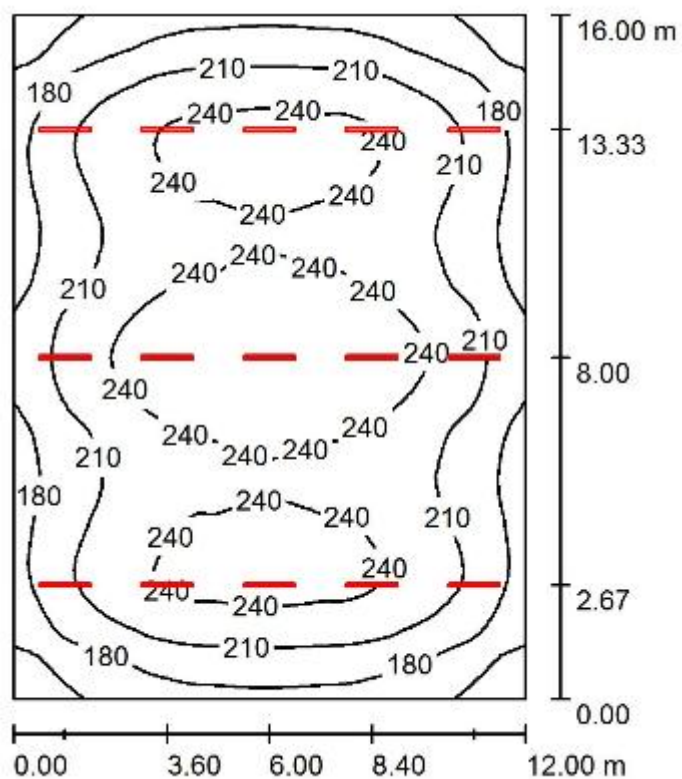


Рисунок 8.3 – Диаграмма освещенности помещения ОПУ

Произведем расчет мощности освещения в соответствии с формулой 8.1:

$$P_{осв} = N \cdot P_{л}. \quad (8.1)$$

Результаты вычисления мощностей освещения для ОРУ, ЗРУ и ОПУ сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Мощности освещения по подстанции

Освещаемая зона	ОРУ	ЗРУ	ОПУ
Мощность, кВт	3,6	0,43	0,54
Итого, кВт	4,57		

9 Собственные нужды подстанции

В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР» [9].

От трансформаторов собственных нужд получают питание системы освещения, приводы выключателей системы охлаждения и отопления, а также другие немаловажные системы.

Мощности потребителей для ТСН приведем в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Мощности потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	4
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	2,2
Обогрев приводов силовых выключателей по стороне 110 кВ	15,8
Обогрев шкафов КРУ	30
Отопление ЗРУ и ОПУ	40
Освещение (ОРУ+ЗРУ+ОПУ)	4,6
Зарядно-подзарядный агрегат	45
Эксплуатационные нагрузки	50
Итого	191,6
Итого с учетом коэффициента загрузки $K_z=0,7$	134,1

К установке принимается 2 трансформатора ТМГ-160/10/0,4 производства «Тольяттинский трансформатор» [14].

10 Молниезащита подстанции

Согласно ПУЭ «открытая подстанция 110 кВ должна быть защищена от прямых ударов молнии. Защита зданий ЗРУ, имеющих металлическое покрытие кровли, выполняется заземлением этих покрытий» [1].

Защита подстанции будет осуществляться с помощью 4 одиночных стержневых и 2 порталных молниеотводов.

Расчет проведем согласно методике, описанной в СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [10].

Принятая надежность защиты $P_z=0,9$.

Определим высоту конуса зоны действия стержневого молниеотвода по формуле 10.1:

$$h_0 = 0,85h = 0,8 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.} \quad (10.1)$$

Внешний радиус конуса зоны действия стержневого молниеотвода определим по формуле 10.2:

$$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м.} \quad (10.2)$$

Для зоны защиты требуемой надежности радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x (наиболее выступающих частей ОРУ) определяется по формуле 10.3:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36(25,5 - 7)}{25,5} = 26,11 \text{ м.} \quad (10.3)$$

В качестве одиночных (отдельностоящих) молниеотводов принимаем молниеотводы на базе мачты ВГН-30 [26].

Для установки на трансформаторных порталах учитываем следующие условия:

$$h_0 = 0,85h = 0,8 \cdot 20 = 24 \text{ м.}$$

$$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{24(24 - 7)}{24} = 17 \text{ м.}$$

На трансформаторных порталах примем к установке молниеотводы высотой 20 м.

Такая схема использования молниеотводов является рациональной с точки зрения использования ресурсов и зоны действия молниеотводов.

11 Заземление подстанции

Согласно ПУЭ, «Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством» [1].

Контур заземления подстанции представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных прутков (заземлителей), изготовленных из стали, объединенных в единое заземляющее устройство.

В связи с тем, что контур заземления подстанции «Матюшкино» был заменен в 2017 году, реконструкция заземляющего устройства в данной работе не предусмотрена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена комплексная реконструкция РУ-10 кВ действующей подстанции «Матюшкино» с целью обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей.

Основываясь на предпроектном обследовании и анализе выявленных проблем, был проведен расчет ожидаемых электрических нагрузок, на основе которого определено число и мощность силовых трансформаторов. К установке принимаются трансформаторы ТДН-16000/110/10 производства «Тольяттинский трансформатор». Для выбора оборудования в РУ-10 кВ произведен расчет токов КЗ. Произведен выбор оборудования РУ-10 кВ, а именно ячеек КРУ, силовых выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения и другого оборудования, необходимого для компоновки шкафов КРУ и РУ-10 кВ в целом.

Для защиты подстанции от аварийных режимов работы осуществлены анализ и выбор исполнения релейной защиты и автоматики. РЗА выполняется с помощью микропроцессорных блоков БМРЗ различных типов и серий.

Произведен выбор оперативного тока для питания вторичных цепей, смоделировано освещение подстанции (площадки ОРУ, здания ЗРУ и ОПУ). Также произведен выбор трансформаторов собственных нужд для обеспечения бесперебойного питания электрического оборудования, необходимого для нормального функционирования подстанции.

На заключительном этапе определены параметры молниезащиты подстанции и выбраны молниезащитные устройства (молниеотводы), а также проанализировано состояние заземляющего устройства подстанции.

Результатом работы является один из вариантов реконструкции РУ-10 кВ подстанции «Матюшкино».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 36 с.
3. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 44 с.
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".
5. СП 31-110-2003 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа». М.: ЦНИИПромзданий, 2015. 78 с.
6. РД 34.20.178 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. М.: ЦНИИПромзданий, 2015. 108 с.
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 С.
8. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
9. СТО 56947007- 29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ

10. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.

11. Комплектные распределительные устройства. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/> (дата обращения 20.11.2018)

12. Вакуумные выключатели. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения 20.11.2018)

13. Выключатели элегазовые серии LF. Schneider Electric [Электронный ресурс] URL: <https://electroautomatica.ru/img/documentation/GOST%20Operational%20manual%20LF.pdf> (дата обращения 20.11.2018)

14. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор. [Электронный ресурс] URL: http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf Дата обращения (дата обращения 20.11.2018)

15. Разъединители внутренней установки рубящие. Завод электротехнического оборудования. [Электронный ресурс] URL: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvrz-iii-10-2000-muz (дата обращения 20.12.2018)

16. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 20.12.2018)

17. Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tzlk-r-seshch-0-66/> (дата обращения 20.12.2018)

18. Трансформаторы напряжения. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35/> (дата обращения 20.01.2019)

19. Прибор универсальный цифровой измерительный M2M ETHERNET. ЭТМ. [Электронный ресурс] URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/1919327/> (дата обращения 20.01.2019)

20. Ограничители перенапряжений. Завод энергозащитных устройств. [Электронный ресурс] URL: <http://opnzeu.ru/produkcziya.html> (дата обращения 20.01.2019)

21. Каталог продукции Гжельский завод электроизолятор. [Электронный ресурс] URL: <http://insulator.ru/uploads/insulator-catalog-2017.pdf> (дата обращения 20.02.2019)

22. Каталог продукции Энергомера. [Электронный ресурс] URL: <http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce303s31> (дата обращения 20.02.2019)

23. ТИ 109-2016. Техническая Информация. Применение схем с микропроцессорными терминалами БМРЗ-150(120); SEPAM 1000+; «СИРИУС»; TOP-200; БЭ2502 на постоянном оперативном токе для шкафов КРУ 10 (6) кВ серий СЭЩ-63 и СЭЩ-61М. Электрощит Самара. 2016.

24. СТО ДИВГ 055-2013. Стандарт организации НТЦ «Механотроника». Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная защита. НТЦ «Механотроника», 2013.

25. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-153-УЗТ-01. НТЦ «Механотроника». [Электронный ресурс] URL: <http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-153-uzt-01.pdf> (дата обращения 20.02.2019)

26. Молниеотводы на базе высокомачтовой опоры освещения с мобильной короной (ВГМ). Группа компаний «AMIRA». [Электронный ресурс] URL: <http://www.amira.ru/products/molnieotvody-na-baze-vysokomachtovyh-opor-osveshcheniya-vgm-vgn/> (дата обращения 20.03.2019)

27. Промышленные аккумуляторы Classic GroE [Электронный ресурс]
URL: http://www.pea.ru/fileadmin/images/acb/pdf/Classic_GroE.pdf (дата обращения 20.03.2019)
28. NAVIGATOR. Каталог продукции [Электронный ресурс] URL:
<http://www.navigator-light.ru/svetilniki/> (дата обращения 20.03.2019)
29. Mohamed A. Ibrahim. Protection & Control for Power System. CreateSpace Independent Publishing Platform. 2016. 540 p.
30. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. 368 p.
31. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.
32. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017
33. Bhalja B., Maheshwar R. P., Chothani N. Protection and Switchgear, 1st Edition. Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 p.