

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование электрической части ГПП 110 кВ для вновь строящегося НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал»

Студент

А.Е. Локтев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе «Проектирование электрической части ГПП 110 кВ для вновь строящегося НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал»» рассмотрены решения выбора электрооборудования новой понижающей подстанции 110/10 кВ «Николаевка», от которой будет запитан НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал».

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

В данную работу подробно рассмотрены разработка схемы ОРУ 110 кВ и структурной схемы подстанции, выбор оборудования РУ 110 кВ и 10 кВ понижающей подстанции 110/10 кВ «Николаевка», выбора микропроцессорной релейной защиты и средств защиты от ПУМ.

Работа содержит в себе пояснительную записку объёмом 52 листа, включая 27 таблиц и 11 рисунка, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика понизительной подстанции	7
1.2 Технические условия проектирования понижающей подстанции	9
2 Разработка схемы подключения к ЭС и структурной схемы подстанции	10
3 Выбор трансформаторов ПС 110 кВ Николаевка	13
3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов	13
3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10.....	14
4 Расчёт ТКЗ на шинах ПС Николаевка.....	18
5 Выбор оборудования электрической части ПС Николаевка	24
5.1 Выбора оборудования электрической части ПС.....	24
5.2 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ	25
5.3 Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ.....	26
5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	27
5.6 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ	29
5.7 Выбор ОПН РУ 110 кВ	29
5.8 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Николаевка	30
5.8.1 Выбор выключателей ЗРУ.....	30
5.8.2 Выбор трансформатора тока ЗРУ	30
5.8.3 Выбор ТИ для РУ 10 кВ ПС Николаевка.....	32
6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ. 33	
7 Выбор релейной защиты и автоматики	34
7.1 Микропроцессорная релейная защита	34
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора	37
7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	38
8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Николаевка.....	42
9 Система собственных нужд	45
10 Оперативный постоянный ток.....	46

12 Защита ПС 110 кВ от ПУМ.....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	49

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора на территории субъектов Российской Федерации, особенно это выражено, при своевременной реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых компаний [1].

В данной квалификационной работе на тему «Проектирование электрической части ГПП 110 кВ для вновь строящегося НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал»» рассмотрен вопрос выбора электрооборудования электрической части строящейся понижающей подстанции в Самарской области для нужд нефтеперерабатывающего завода в соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы».

Исходными данными для разработки данной работы являются:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА»»;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги».

В рамках данной работы выполняется расчет электрической части ПС 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА в соответствии с техническим заданием на разработку:

- установка двух силовых трансформаторов типа ТДН-25000/100/10 кВ с РПН.
- строительство ОРУ 110 кВ блочного типа.

- установка модульного здания, объединяющее в себе: ГЩУ, помещение дежурного электромонтера, ЗРУ 10 кВ и камеры под трансформаторы собственных нужд.

Целью данной работы является:

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

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Проанализировать характер существующих и будущих потребителей электроэнергии;
2. Проверить загрузку вновь устанавливаемых силовых трансформаторов с учетом ввода новых потребителей в перспективе;
3. Выполнить расчет токов короткого замыкания по стороне РУ-110 кВ и РУ-10 кВ;
4. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений выбрать оборудование электрической части ПС 110/10 кВ Николаевка, а также выбрать и рассчитать уставки микропроцессорной релейной защиты [3].

1 Характеристика понизительной подстанции

Нефтеперерабатывающий завод (далее – НПЗ) расположен в Волжском районе Самарской области, 2.3 км восточнее села Николаевка.

1-я технологическая очередь была введена в промышленную эксплуатацию в 2014 году по технологической схеме топливного варианта.

«Выбор места для строительства завода был обусловлен соседством с двумя магистральными нефтепроводами ПАО «Транснефть» и продуктопроводом компании ОАО «АК»Транснефтепродукт». Кроме того, НПЗ расположен рядом с участком Куйбышевской железной дороги «Безенчук – Кинель», что позволило компании НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал», в рамках ТУ, выданных ОАО «РЖД», построить собственную железнодорожную станцию «Николаевка», которая используется исключительно для нужд быстрорастущего НПЗ. Развитая сеть близлежащих автодорог федерального и регионального уровня (Федеральная трасса М-5 «Урал», региональные дороги «Самара – Нефтегорск», «Самара – Черновский») позволит удобно выстраивать логистическую цепочку грузовых перевозок нефти и нефтепродуктов» [5].

Сейчас ООО «Самаратранснефть-терминал» возводит 2ую и 3ую очередь вновь строящегося НПЗ. После введения всех производственных установок в эксплуатацию суммарная мощность первичной переработки углеводородного сырья возрастёт до 4 млн. тонн в год. При этом данное предприятие, стремится к 2019 году реализовать вторичные процессы переработки нефтепродуктов, это позволит выпускать топливо стандарта Евро-4 и Евро-5.

Таким образом, своевременный ввод подстанции 110/10 кВ «Николаевка» является актуальной задачей, а выбранное оборудование электрической части ПС 110/10 кВ должно соответствовать всем современным требованиям, так как от надежного функционирования данной подстанции зависит качество выпускаемой продукции НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал» [1, 5].

1.1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции

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

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

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

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

Оттепели редки и всегда сопровождаются гололедом.

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

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

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

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

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

1.2 Технические условия проектирования понижающей подстанции

На основании утвержденных технических условий по проектированию понижающей подстанции требуется рассмотреть следующее:

- строительство ОРУ 110 кВ с установкой новых силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТРДН-25000/110 [8].
- строительство современного ЗРУ 10 кВ с учетом технических требований [8].
- установка ограничителей перенапряжения (ОПН) вместо разрядников согласно ПУЭ [3].

При выполнении данной работы использовалась нормативно-техническая документация в соответствии со «Списком используемых источников».

2 Разработка схемы подключения к ЭС и структурной схемы подстанции

На основании технических условий на технологическое присоединение, для питания подстанции предусматривается разрезание ВЛ-110 кВ "Южная-1" с образованием двух линий ВЛ-110 кВ "Просвет-Николаевка" и ВЛ-110 кВ "Кряжская-Николаевка".

В связи с отнесением территории расположения станции к IV гололедному району, в данной работе также предложены технические решения по организации плавки гололеда на отходящих ЛЭП 110 кВ [3].

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

Закорачивающие разъединители для плавки гололёда на проводах по схеме «фаза-фаза» устанавливаются на ПС 110 кВ Николаевка. Для осуществления плавки гололеда на общем грозотросе по схеме «трос-земля» трос заземляется наглухо на опоре № 285 вблизи ПС 110 кВ Кряжская [9].

При этом организация плавки гололёда на проводах ВЛ 110 кВ Кряжская-Николаевка с отпайкой на ПС 110 кВ Южная не требуется, согласно информации, полученной от Филиала ПАО «МРСК Волги» - Самарские РС об отнесении данной ЛЭП к III гололедному району по картам гололедных нагрузок г. Самара и отсутствии фактических случаев образования гололеда за последние 25 лет.[11]

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. Требуемая категория надежности - III.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ [8]:

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

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

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

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

Таблица 2.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

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

Согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» рекомендовано применение схем [8]:

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

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

- РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа, по схеме 10-1 - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе [12].

3 Выбор трансформаторов ПС 110 кВ Николаевка

3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги» и техническим заданием, на ПС 110/10 кВ Николаевка предусматривается установка двух силовых трансформаторов типа ТДН-25000/110/10 с РПН, фарфоровой внешней изоляцией вводов, производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [15].

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

Нагрузка потребителей нужд ООО «Самаратранснефть-терминал», планируемых к питанию от ПС 110/10 кВ Николаевка, на основании данных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги», составляют не более 27 МВА по прогнозным данным на часы максимальных нагрузок 2021 года [5].

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

В связи с тем, что оптимальная загрузка силовых трансформаторов двухтрансформаторной подстанции находится в диапазоне от 0,5 до 0,7 [4], то проверим коэффициенты по их загрузке k_3^H (для устанавливаемых трансформаторов ТДН–25000/110/10) [16].

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в режиме работы равномерной загрузки, то есть когда в работе находятся два трансформатора:

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

Для ТДН–25000/110/10:

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

где, S_{max} – максимальная прогнозируемая мощность с учетом тех.условий на подключение, МВА;

S_T – мощность одного устанавливаемого трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

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

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

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

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

Марка силового трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	ООО «Гольяттинский трансформатор», паспортные параметры от завода					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
Трансформатор ТДН	25,0	115,0	10,5	10,5	120,0	19,0	0,23
Ориентировочная цена завода изготовителя: 12 999 000 руб.							

Уровень загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$k_{з.б} = \frac{S_B}{S_{номТ}}; \quad (3.3)$$

$$k_{з.б} = \frac{S_B}{S_{номТ}} = \frac{27}{25,0} = 1,08;$$

Уровень потерь в трансформаторе:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.5)$$

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

Величина потерь реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.6)$$

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

Уровень потерь в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н}; \quad (3.7)$$

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

$$P'_{к.б} = P_{к.б} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.б}; \quad (3.8)$$

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

$$Q_{к.б} = \frac{U_{к.б}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.9)$$

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

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (3.10)$$

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

где $U_{к.в}$, $U_{к.н_1}$, $U_{к.н_2}$ – данные из выражений [4], по выражению (3.9, 3.10)

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.11)$$

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

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.12)$$

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

Проведем расчет затрат.

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}; \quad (3.14)$$

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

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

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

Затраты приведенные Z_{np} :

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_{\text{э}}; \quad (3.15)$$

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

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

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K ; \quad (3.17)$$

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

На основании результатов технико-экономического расчета, затраты, приведённые на установку силового трансформатора типа ТДН-25000/110/10 составят более 4,5 млн. кВтч.

4 Расчёт ТКЗ на шинах ПС Николаевка

Токи короткого замыкания оказывают разрушительное действие на электрооборудование электрических сетей, самым опасным является ток трех фазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный так и системный характер. Масштаб аварийных ситуаций в результате 3х фазного тока КЗ зависит от комплекса мероприятий выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи. К данным мероприятиям относятся как установка необходимого комплекта защит РЗА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на системообразующих подстанциях повышающих/понижающих и электростанциях [20].

Расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети. Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания [18].

В качестве расчетных точек для расчета токов КЗ принимаем шины ОРУ 110 и ЗРУ 10 кВ понижающей ПС 110/10 кВ.

Параметры ЛЭП 110 кВ Просвет - Николаевка:

- длина линии примерно 4,0 км;
- провод АС-150.

Параметры отпайки на ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка с отпайкой на ПС 110 кВ Южная

- длина линии примерно 5 км;
- провод АС-150.

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Николаевка:

- номинальная мощность 25 МВА;
- напряжение к. з. $U_{K\%} = 10,5$;
- мощность короткого замыкания $\Delta P_K = 120$ кВт;
- регулирование под нагрузкой $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$.

Параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

Параметры питающей системы:

- сопротивление системы прямой/обратной последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом};$$

- сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = j3,817 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = j7,202 \text{ Ом};$$

- напряжение системы в максимальном и минимальном режиме:

$$U_{C. \max} = 115,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C. \min} = 115,1 \text{ кВ}.$$

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/10 кВ Николаевка.

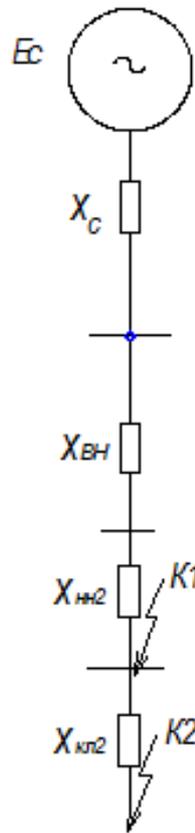


Рисунок 4.1 – Схема для расчета ТКЗ ПС Николаевка

Определяем параметры для схемы замещения, которая представлена на рисунке 4,1, необходимые для проведения дальнейших расчетов [7]:

Вычисляем ток КЗ на шинах ОРУ 110 кВ, с учетом питания от внешней системы электроснабжения [7]:

Определяем по формуле сопротивление системы:

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

Сопротивление системы определяем как:

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

Рассчитаем сопротивление трансформаторов с учетом РПН:

$$X_{T1(2)B.Min} = \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ = 3,707 \text{ Ом}$$

$$X_{T1 2 H.Min} = \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63} * \frac{3,5}{2} \\ = 51,904 \text{ Ом}$$

$$X_{T1 2 B.Max} = \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ = 1,944 \text{ Ом}$$

$$X_{T1 2 H.Max} = \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \frac{3,5}{2} \\ = 27,217 \text{ Ом}$$

Сопротивление линий с учетом базисной величины

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}; \quad (4.2)$$

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

Расчет тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (4.3)$$

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

Далее определим величину апериодической составляющей ТКЗ [7] в начальный момент времени:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}}; \quad (4.4)$$

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

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

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}; \quad (4.5)$$

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

«где $k_{y\delta} = 1,8$ –ударный коэффициент, определяется на основании соотношения активного сопротивления к реактивному в точке короткого замыкания, $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ » [15]

В точке К2 сопротивление цепи:

$$x_{*рез(\bar{b})} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} + x_{*\bar{b},T_6} + x_{*\bar{b},T_{H1,2}} + x_{*\bar{b}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

Через базисную мощность определим ток 3х фазный ТКЗ:

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

На основании схемы замещения определим апериодическую составляющей тока короткого замыкания [7] времени $t=0$ с в точке К2:

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

«Ударный ток короткого замыкания 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 $k_{y\partial} = 1,8$ –ударный коэффициент, определяется на основании соотношения активного сопротивления к реактивному в точке короткого замыкания, $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ » [9].

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

Шины	Место КЗ	U_n , кВ	$K_{уд}$	$I_{КЗ\text{ВН}}^{110}$, кА	$I_{КЗ\text{НН}}$	$i_{уд}$, кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также, на основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Самарской области находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ. [21].

5 Выбор оборудования электрической части ПС Николаевка

Согласно [24] рекомендовано применение схем для ПС 110 кВ Николаевка:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-4Н - с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием.

- РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа, по «схеме 10-1 - одна рабочая секционированная выключателем система шин.» [12]

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

5.1 Выбор оборудования электрической части ПС

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

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

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

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

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

5.2 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ

В соответствии с требованиями п. 1.3 и [10], на основании данных в таблице 5.1 выбираем элегазовые выключатели выключатель

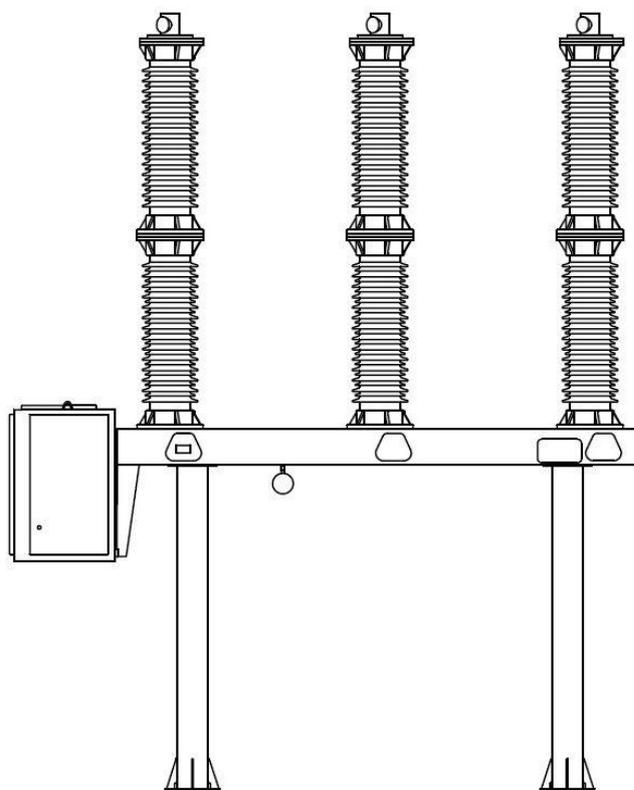


Рисунок 5.1 – Внешний вид ЭВ ВГТ-110-40/2000У1

Дополнительно выполним проверку [15]:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}, \quad (5.2)$$

Таблица 5.4 – Выбор ЭВ по расчетным данным

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

5.3 Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ

В соответствии с техническими требованиями [7] komponуем ОРУ-110 кВ разъединителями.

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки». [4].

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

Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с п.5.3-5.10	Технические характеристики разъединителя
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	177,15 А	1000 А

Продолжение таблицы 5.5

$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к},$	15,2 кА ² с	100 кА ² с
$i_y < i_{пр.с} ,$	19,2 кА	100 кА

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Трансформаторы тока выбираем по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.3)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (5.4)$$

«Номинальный ток ТТ подбираем к рабочему току электроустановки» [16].

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.5)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ;

По термической стойкости:

$$B_{к} \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (5.6)$$

Таблица 5.6 – Компоновка ОРУ 110 кВ ПС Николаевка

Условия выбора ТТ для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики ТТ от завода изготовителя
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		
$i_y < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (5.7)$$

«где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.» [12].

Вторичная нагрузка ТТ [11] не превышает допустимого уровня.

В соответствии с 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.

Таблица 5.7 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$	110 кВ 10 кВ	110 кВ 10 кВ

Продолжение таблицы 5.7

Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 110 кВ	177 А	300/5 А
Силовой трансформатор $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 110 кВ	354 А	400/5 А
Секционный выключатель $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 10 кВ	2430	3000/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_v \leq i_{\text{дин}}$	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$V_K \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$	9,2 кА ² с	2883 кА ² с

С сечением жилы кабеля составит 2,5 мм².

5.6 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$.

5.7 Выбор ОПН РУ 110 кВ

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электрощит» [17].

Таблица 5.8 - Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

По условию параметров сети	По условию технических характеристик ОПН
ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1	
Класс напряжения сети, кВ	
110	121
Номинальное напряжение ОПН, кВ	
115	115
Номинальный разрядный ток, кА	
10	40

5.8 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Николаевка

В соответствии с Типовыми техническими решениями для подстанций 6-110 кВ [24] выберем оборудование КРУ 10 кВ с ячейками СЭЩ.

Применение данных ячеек обеспечит соответствует требованиям [24]. Также данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

Таким образом, ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Николаевка укомплектуем ячейками СЭЩ.

5.8.1 Выбор выключателей ЗРУ

В связи с тем, что в состав шкафа КРУ серии СЭЩ входят вакуумные выключатели, номинальные параметры коммутационного оборудования выберем из ряда стандартных значений на основании ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор вакуумных выключателей и их проверка приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – значения при выборе вакуумного выключателя 10 кВ

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

5.8.2 Выбор трансформатора тока ЗРУ

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

«В КРУ существует возможность установить ТТ различной конструкции: шинные – при шинном вводе или опорные – при кабельном вводе» [10].

«Для цепей защиты, автоматики и измерения применяем многообмоточные ТТ. Для повышения надежности и безопасности при обслуживании в РУ существует возможность применять ТТ с длинными выводами, которые не имеют винтовых соединений в высоковольтном отсеке» [15].

«Номинальный ток ТТ подбираем как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей» [10].

Таблица 5.12 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

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

В соответствии с ПУЭ [4]:

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

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

«Сопротивление проводника» [9]:

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

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

Контрольный кабель с сечением $S = 4 \text{ мм}^2$.

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

«Вторичная нагрузка» [9]:

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

5.8.3 Выбор ТИ для РУ 10 кВ ПС Николаевка

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электроцит» [17]. Общая нагрузка на вторичных обмотках ТИ составит $S = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбираем ТИ НАЛИ-СЭЩ-10, который имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков [17] $75 \text{ В} \cdot \text{А}$, при этом идет в комплекте с КРУ СЭЩ.

Технические параметры трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 кВ удовлетворяют всем условиям проверки [12].

6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ

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

Так, как напряжение на шинах 121 кВ должно поддерживаться 1,05 % номинального напряжения то в конце линии напряжение не должно быть ниже 0,95 % номинального напряжения, и соответствует 115 кВ. Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанции 110/10 кВ Николаевка предусмотрена установка на силовых трансформаторах обмотка РПН с системой автоматического изменения коэффициента трансформации, которая за счет изменения количества обмоток по стороне 110 кВ обеспечивает требуемой значение напряжения в распределительной сети 10 кВ НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал» [21].

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

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

7 Выбор релейной защиты и автоматики

7.1 Микропроцессорная релейная защита

Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлён в соответствии с:

- правилами устройства электроустановок;
- СТО 56947007-29.240.10.028-2С09 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;
- РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей эл. станций и ПС от импульсных помех»;
- РД 34.20.116-93 «Общие технологические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.20.116-93»;
- современной номенклатурой устройств РЗА.

Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстрдействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов.

Оперативный ток постоянный 220 В. Для питания терминалов защит и организации оперативного тока для МП устройств, предусматривается установка щита постоянного тока с двумя зарядовыпрямительными устройствами, двумя шкафами распределения оперативного тока и одной аккумуляторной батареей.

Контрольные кабели прокладываются в железобетонных лотках, а также в металлических лотках по блокам КТПБ. Все прокладываемые контрольные кабели применяются типа КВВГЭнг-LS и для освещения, обогрева и т.д. ВЗГнг-LS. Кабель вторичных цепей трансформатора напряжения 110 кВ применяется типа КВБбШвнг-LS, имеет металлическую броню и заземлен с двух сторон.

Требования к вторичным цепям:

- обеспечивается требуемая точность учета электроэнергии (исключена перегрузка измерительных трансформаторов и т.п.);

- подключение токовых обмоток электросчётчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока выполняется отдельно от цепей релейной защиты и автоматики, при включении измерительных приборов обеспечивается симметричная нагрузка;

- потери напряжения в цепи "трансформатор напряжения - электросчётчик" не превышает 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;

- подключение приборов учёта к трансформаторам напряжения осуществляется через дополнительную вторичную обмотку отдельными кабелями на каждую секцию.

Общие технические требования к шкафам и микропроцессорным терминалам РЗА:

Микропроцессорные терминалы РЗА удовлетворяют следующим общим требованиям:

«Терминалы имеют порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на "отключение" и неисправности. Терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров защищаемого объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию состояния и функционирования терминала. Обеспечена возможность включения МП терминалов РЗА в существующие системы подстанционного управления и контроля» [17].

Терминалы имеют стандартные международные протоколы обмена данными.

Терминалы имеют русифицированные интерфейсы.

В данной работе рассматривается оснащение микропроцессорными (МП) устройствами всех элементов понижающей ПС 110/10 кВ Николаевка.

Таблица 7.1. - Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
Шкаф защиты и автоматике трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Sepam 1000+ T87	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение	-
		Sepam 1000+ T87		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ	-
		Sepam		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ	-
		Sepam		АРКТ	-
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Sepam	ОПУ (Н1)	-	-
Шкаф защиты СВ-10 кВ и ТН-10 кВ	ШЭРА-С10-3001	Sepam	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
		Sepam		ЗМН	-
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-2002	Sepam	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ	-
Панель организации питания ОБР, реле-повторители давления элегаза, ТН-110 кВ, контроль уровня воды в маслосборнике	Нетиповая	Sepam	ОПУ (А6)	-	-
Шкаф защиты линии 10 кВ	Нетиповой	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ (в ячейках ВЛ-10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
Шкаф дуговой защиты РУ-10 кВ	-	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ	ЗДЗ	-

На ВЛ 110 кВ «Просвет-Николаевка» в качестве основной защиты применяется НВЧЗ, а на ВЛ-110кВ «Кряжская-Николаевка» ВЧБ, в качестве резервных защит применена дистанционная и токовые защиты.

Основные и резервные защиты линий подключаются на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора

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

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

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;
- измерение частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т;
- МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N;
- защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора 50BF.

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

7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Требования к выполнению защиты трансформаторов [12].

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

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

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

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

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

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$
$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$
$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{уст.нн}^{дт} = 4,9 A.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

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

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

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{ср.то}},$$

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

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

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

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

$$I_{уст.вн}^{до} = \frac{5 \cdot I^{до} \cdot CP}{K_{B1}};$$

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

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{ср}^{до}}{K_{B_2}};$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ А.}$$

$$I_{уст.нн}^{до} = 30 \text{ А.}$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ А.}$$

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

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

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

Первая ступень отсечки шкафа защит удовлетворяет требованиям.

7.4 Основная и резервная защита линий 110 кВ

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

Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части.

Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085.

Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ).

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

7.5 Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ

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

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

8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Николаевка

Для заземления нового оборудования и улучшения электромагнитной обстановки на ПС (далее ЗУ ПС, заземлитель) устанавливаем горизонтальные электроды и заземляющие спуски оборудования.

Каждый лежень (фундамент) нового оборудования, портала должны иметь свой заземляющий спуск. Заземляющие спуски выполняются из полосовой стали 40x5 мм.

Тонкостенные кабельные лотки, устанавливаемые на заземленных конструкциях оборудования 110 кВ дополнительно заземлять не требуется. При установке таких лотков необходимо обеспечить их электрическую связь с металлоконструкциями оборудования.

Для снижения напряжения прикосновения на всей площадке ПС выполняется подсыпка щебня слоем толщиной 0,2м.

Выполним расчет контура заземления ПС 110/10 кВ Николаевка [3, 5], при этом будем использовать исходные данные для расчета из таблицы 8.1.

Таблица 8.1- Исходные данные для расчета заземления

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

1. Сопротивление одного стержня:

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

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

$K_C = 1.25$ – коэффициент сезонности

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

2. Необходимое количество стержней:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0.55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_C = 0.55$ – коэффициент использования стержня;

3. Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{II} = \frac{\rho_{РАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left(Ln \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left(Ln \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} \right) = 1.31 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{II}=0.8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

5. Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_{II} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0,5}{1.63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

6. Уточнение количества стержней:

$$\eta_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15.32}{0,38 \cdot 0.55} = 80 \text{ шт}$$

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 80 стержней.

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

9 Система собственных нужд

Щит собственных нужд (ЩСН) переменного тока 0,4 кВ предназначен для приема и распределения электроэнергии от трансформаторов собственных нужд (ТСН) мощностью 160 кВА, каждый. Выбор мощности ТСН см. приложение Ж.

Схема питания и заземления потребителей собственных нужд подстанции применяется напряжением 380/220В с глухозаземленной нейтралью трансформатора собственных нужд (ТСН), система TN-C-S. Связь ТСН с ЩСН выполняется четырехжильным кабелем, при этом четвертая жила используется в качестве PEN проводника, т.е. как совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводники. Вводные автоматы на ЩСН выполняются трехполюсными. В шкафах распределения выполняются пять шинок: три фазные, нулевая рабочая (N) и нулевая защитная (PE). Шинки N и PE на щите жестко связаны между собой и заземлены.

Так же для электропитания оборудования связи устанавливается источник бесперебойного питания (ИБП). ИБП работает по системе выпрямитель. Выпрямитель УЭПС-2К 60/24-4.2-Д с аккумуляторной батареей А512/16Ah G5. Этот способ работы гарантирует полную защиту чувствительной нагрузки от любых видов помех в сети электропитания и обеспечивает ее непрерывное снабжение электроэнергией переменного тока высокого качества с регулируемым стабильным напряжением.

ЩСН комплектуется пяти шкафами. Шкафы состоят из:

- двух шкафов ввода С,4 кВ;
- шкафа секционного выключателя 0,4 кВ'
- двух шкафов отходящих линий 0,4 и 0,22 кВ.

10 Оперативный постоянный ток

Наиболее ответственными потребителями на подстанции являются цепи оперативного тока защиты, автоматики и электромагнитов силовых выключателей в распределительных устройствах [3].

Нагрузка системы постоянного тока может быть разделена на следующие категории [10]:

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

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

3 Кратковременная (толчковая) нагрузка. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей» [18].

«При исчезновении переменного тока, т.е. в установившемся аварийном режиме - нагрузка равна сумме постоянной и переменной нагрузок» [18].

«Аккумуляторная батарея типа А512/16Ah G5 фирмы Sonnenschein малообслуживаемая свинцово-кислотная с жидким электролитом обеспечивает при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд) максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда током нагрузки» [18].

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

«Зарядно-подзарядные (выпрямительные) устройства выбираются совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗПУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надёжной её работы» [18].

12 Защита ПС 110 кВ от ПУМ

Защита от ПУМ осуществляется 4 молниеотводами [3, 5]. Молниеотводы предполагается устанавливать на прожекторные мачты высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных по подстанции, а также на порталах ОРУ 110 кВ.

Иные мероприятий по защите вновь установленного оборудования от ПУМ не требуются.

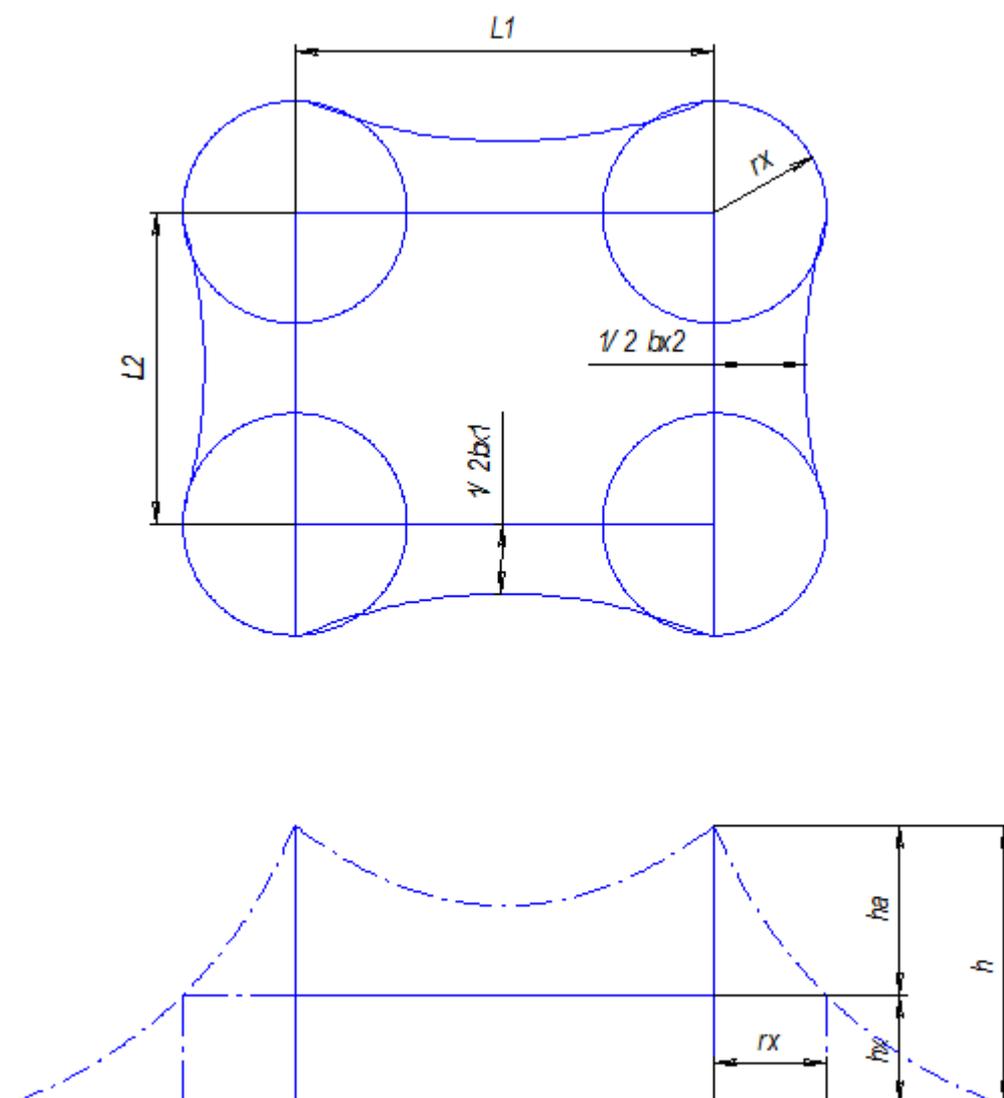


Рисунок 12.1 - Молниезащита ПС 110/10 кВ Николаевка

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В квалификационной работе «Проектирование электрической части ГПП 110 кВ для вновь строящегося НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал»» проработаны решения по выбору электрооборудования понижающей подстанции 110/10 кВ «Николаевка», от которой будет запитан вновь строящийся НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал».

В данной работе выполнена следующая последовательность рассмотрения вопросов. На первоначальном этапе определили выбор места расположения понизительной подстанции исходя из места расположения НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал» и схема подключения к энергосистеме Самарской области. На основании этого была проведена разработка схемы ОРУ 110 кВ и структурная схема подстанции. Далее был выполнен расчет токов короткого замыкания, по результатам расчета выбрано оборудование распределительного устройства и его тип. В заключительной части был рассмотрен вопрос выбора микропроцессорных терминалов РЗА, расчёт уставок для защиты оборудования электрической части подстанции.

На основании Технического задания на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА» и Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Волги» выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемого развития НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал».

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выбранный вариант понизительной 110/10 кВ для вновь строящегося НПЗ ООО «Самаратранснефть-терминал» отвечает всем современным требованиям предъявляемых к системам электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. - 26 с.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.
4. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Самарской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Самарской области от 18.12.2016г.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
7. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (г. Москва, 2012 г.)
8. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007, г. Москва, 2007 г).
9. Афонин, В.В. Электрические станции и подстанции: учебное пособие /В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов: ТГТУ, 2015. – 89 с.
10. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электронное учебно-методическое пособие / Вахнина В.В., Черненко А.Н.. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016
11. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. – 78 с

12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. – 352 с.

13. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ю.А.Леньков Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.

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

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

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

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

18. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/СТО_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018). Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

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

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

ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf

(дата обращения: 15.06.2018).

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

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

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

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

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