

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
«Геологическая» 110/10 кВ

Студент

В.И. Зверев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2020

Аннотация

Объектом исследования выпускной квалификационной работы (ВКР) является электрическая подстанция для передачи и распределения электрической энергии.

Цель проекта – выбор нового современного оборудования электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ взамен технологически устаревшего, пришедшего к физическому износу, проведение проверочного расчета по выбору оборудования.

В процессе выполнения проекта проведены анализ действующего оборудования на остаточный ресурс и проверочный расчет режимов работы электрической части подстанции. Для выбора оборудования произведен расчет токов короткого замыкания.

Выбрано новое современное силовое оборудование электрической части подстанции, выполнена проверка по допустимым параметрам.

Отдельный раздел посвящен вопросам безопасности труда и экологичности. Данная ВКР состоит из пояснительной записки, объемом 68 листов и графической части, состоящей из 6 листов формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1. Анализ действующей схемы ПС 110/10 кВ, обоснование необходимости реконструкции.....	7
1.1 Анализ действующего оборудования электрической части ПС	7
1.2 Анализ действующего электрооборудования на остаточный ресурс.....	10
1.3 Обоснование необходимости реконструкции	12
2. Реконструкция электрической части подстанции	13
2.1 Анализ нагрузок потребителей и проверка силовых трансформаторов по допустимой загрузке	13
2.2 Расчет токов короткого замыкания	15
2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования	23
2.3.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	23
2.3.2 Выбор и проверка выключателей.....	24
2.3.3 Выбор и проверка разъединителей.....	29
2.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	30
2.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	35
2.3.6 Выбор и проверка устройств защиты от перенапряжений	35
2.3.7 Выбор и проверка изоляторов	37
2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, расчет уставок релейной защиты и автоматики.....	38
2.4.1 Дифференциальная защита силовых трансформаторов.....	40
2.4.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ	48
2.4.3 Токовая защита от перегрузок	49
2.4.4 Газовая защита.....	49
2.4.5 Защита линий напряжением 10 кВ	49
2.4.6 Расчет уставок АВР.....	53
2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	54
2.6 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ)	56

3. Безопасность и охрана труда.....	58
3.1 Мероприятия по обеспечению безопасности и охраны труда	58
3.2 Расчет заземляющего устройства	59
3.3 Защита окружающей среды	64
Заключение	65
Список используемых источников.....	66

Введение

Основное оборудование электрической части подстанции служит для преобразования, передачи и распределения электроэнергии, вспомогательное для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, управление, защита и автоматика и т.д.). Оборудование должно надежно работать при любых режимах, то есть необходимо своевременно производить ремонт и, если необходимо, то замену износившегося оборудования, для того чтобы избежать отказов оборудования в нормальных и аварийных режимах.

Промышленность выпускает современные электрические аппараты с большим коммутационным и техническим ресурсом, высокой надежностью в работе, низкой трудоемкостью проведения ремонтных работ и большим межремонтным циклом, имеет меньшие габаритные размеры, соответствует природоохранным и противопожарным требованиям.

Тема ВКР – «Реконструкция электрической части понизительной станции 110/10 кВ "Геологическая"».

Актуальность темы заключается в том, что электроустановки современных подстанций, представляющие собой сложные системы, предъявляют постепенно повышающиеся требования к надежности электроснабжения, и должны отвечать требованиям наименьших затрат на их сооружение, удобство эксплуатации. Особенно актуальными являются вопросы надежности и безопасности. В данной работе наглядно показан пример расчета проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ Геологическая.

Цель работы заключается в расчете и выборе оборудования электрической части ПС с учетом современных требований электробезопасности и энергоэффективности.

Задачи:

- 1) Систематизировать и проанализировать характеристики проектируемого объекта;

- 2) Провести анализ оборудования электрической части на остаточный ресурс;
- 3) Определить максимальные нагрузки и провести проверку силовых трансформаторов по допустимой нагрузке;
- 4) Произвести расчет токов короткого замыкания;
- 5) Выбрать и проверить электрооборудование электрической части подстанции;
- 6) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки защит;
- 7) Разработать мероприятия по обеспечению безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала;
- 8) Произвести расчет контура заземления.

Область применения разрабатываемой проблемы – реконструкция действующих станций и подстанций и проверка их действующего оборудования.

Техническая и практическая значимость работы заключается в том, что согласно данному проекту возможно провести реальную реконструкцию электрической части подстанции 110/10 кВ Геологическая. Замена изношенного и устаревшего оборудования приведет к снижению риска аварийности и амортизационных расходов.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после осуществления реконструкции снизится аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы, методик проектирования и расчета электрических схем подстанций. Расчеты и иллюстрации производятся с применением компьютерных программ Word 2007, Excel 2007, AutoCAD 2020.

1 Анализ действующей схемы ПС 110/10 кВ, обоснование необходимости реконструкции

1.1 Анализ действующего оборудования электрической части ПС

В данной работе рассматривается реконструкция электрической части понизительной станции 110/10 кВ "Геологическая". Принадлежность: АО «Россети Тюмень» Урайские электрические сети. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. На подстанции установлены два трансформатора силовые трехфазные двухобмоточные Т1 и Т2 марки ТДН – 16000/110.

Действующая схема ОРУ-110 кВ – «110-5Н, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Установлены масляные выключатели МКП-110-1000/630-20, разъединители РНДЗ-110/1000, трансформаторы тока ТФМ-110-150/5, трансформаторы напряжения НАМИ-110-200, вентильные разрядники РВС-110, предохранители ПСН-110-150/120-2,5. Часть действующего оборудования ОРУ-110 кВ установлена в 2014 году [16].

Действующая схема РУ-10 кВ – «секционированная выключателем система шин». От каждой шины 10 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. От шин РУ 10 кВ отходят девять питающих линий к потребителям первой, второй и третьей категории надежности электроснабжения [16].

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах.

Силовые выключатели предназначены для отключения рабочих токов и токов короткого замыкания [7]. На стороне 10 кВ установлены выключатели: ВМПЭ – 10/1600 (шинные и секционный) и ВМП – 10/630 (фидерные).

Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке [7]. На стороне 10 кВ установлены разъединители РВ-10- 630 [16].

Трансформаторы тока относятся к измерительным трансформаторам и предназначены для расширения предела измерения измерительных приборов, а в высоковольтных цепях, кроме того, для изолирования приборов и реле от высокого напряжения [7].

На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ТПОЛ-10/1500 (на вводах Т1, Т2); ТПЛ-10/50..400 (на фидерах) [16].

Трансформаторы напряжения являются масштабными преобразователями и предназначены для питания напряжением 100 В электроизмерительных приборов, цепей защиты автоматики и сигнализации [8].

Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В. На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ЗНОЛ-10 (на шинах) [16].

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений [8]. На стороне 10 кВ установлены разрядники РВО-10 (на шинах) [16].

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов [12]. На стороне 10 кВ установлены изоляторы ИО-10 [16].

Трансформаторы собственных нужд предназначены для энергообеспечения потребителей собственных нужд подстанции [12]. На подстанции установлены два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 160-10/0,4 [16].

Действующая однолинейная схема ПС-110/10 кВ Геологическая показана на рисунке 1.1.

1.2 Анализ действующего электрооборудования на остаточный ресурс

Остаточным ресурсом называют запас возможной наработки оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности.

Остаточный ресурс (в процентах) всего установленного оборудования определяем по формуле [2]:

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100, \% \quad (1.1)$$

где $T_{ном}$ – номинальный ресурс оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{факт}$ – фактический ресурс оборудования на данный момент, лет.

Ведомость основного оборудования и остаточный ресурс представлены в таблице 1.8.

Например, для силовых трансформаторов 110/10 кВ остаточный ресурс составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - 44}{25} \cdot 100 = -76 \%,$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует.

Анализ электрооборудования на остаточный ресурс сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Анализ электрооборудования на остаточный ресурс

Диспетчерское наименование	Марка	Год ввода в работу	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, Т ост %
			Т ном	Т факт	
ТДН-16000/110	ТДН-16000/110-У1	1976	25	44	отсутствует
МКП-110	МКП-110-1000/630-20-У1	1976	25	44	отсутствует
РНДЗ-110	РНДЗ-110/1000-У1	2014	25	6	76
ТФМ-110	ТФМ-110-150/5-У1	1976	25	44	отсутствует
НАМИ-110	НАМИ-110-200-У1	2014	25	6	76
ПСН-110	ПСН-110-150/120-2,5-У1	2014	25	6	76
РВС-110	РВС-110-У1	1976	25	44	отсутствует
ИОС-110	ИОС-110-400-У1	2014	25	6	76
ТМ-160/10	ТМ-160/10-У1	1976	25	44	отсутствует
ВМПЭ- 10	ВМПЭ- 10-1600-У1	1976	25	44	отсутствует
ВМП- 10	ВМП- 10-630-У1	1976	25	44	отсутствует
РВ-10	РВ-10-630-У1	1976	25	44	отсутствует
ТПОЛ-10	ТПОЛ-10/1500-У1	1976	25	44	отсутствует
ТПЛ-10	ТПЛ-10/150..400-У1	1976	25	44	отсутствует
ЗНОЛ-10	ЗНОЛ-10-У1	1976	30	44	отсутствует
ПКТ-101	ПКТ-101-50/50-2,5-У1	1976	30	44	отсутствует
РВС-10	РВС-10-У1	1976	25	44	отсутствует
ИО-10	ИО-10-У1	1976	30	44	отсутствует

Если остаточный ресурс меньше 30%, требуется замена оборудования вследствие износа [2].

Проанализировав оборудование на остаточный ресурс, можно сделать вывод, за время эксплуатации большая часть электротехнического оборудования ПС 110/10 кВ выработала свой ресурс.

1.3 Обоснование необходимости реконструкции

1) Реконструкция электрической части ПС вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым и современным, удовлетворяющим актуальным требованиям электробезопасности и энергоэффективности. Итого оборудование, подлежащее замене вследствие устаревания конструкции и несоответствия характеристик современным требованиям: масляные выключатели, вентильные разрядники, трансформаторы собственных нужд;

2) Оборудование релейной защиты и автоматики выполнено на основе устаревших электромеханических реле с высокой степенью износа, отмечены ложные срабатывания защит;

3) Сопротивление контура заземления ПС составляет 0,571 Ом и превышает допустимые, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) 0,5 Ом [13];

4) На отходящих фидерах РУ 10 кВ, для обеспечения надежной защиты от перенапряжений и безопасности выполнения работ по ремонту и обслуживанию, требуется установка дополнительных ОПН и заземляющих разъединителей. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также требуется установка дополнительных ОПН. Требуется установка дополнительных трансформаторов тока для подключения микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 10 кВ. Таким образом, необходимо выбрать современные КРУ для установки на фидерах 10 кВ с указанным выше дополнительным оборудованием.

В данной работе необходимо рассчитать проект реконструкции электрической части ПС 110/10 кВ "Геологическая" позволяющий устранить перечисленные недостатки.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Анализ нагрузок потребителей и проверка силовых трансформаторов по допустимой нагрузке

Для выбора и проверки элементов электрической части ПС, а также уставок релейной защиты целесообразно рассмотреть режим максимальных нагрузок и режимы короткого замыкания. Исходными данными для определения нагрузок ПС являются данные часового электропотребления по секциям шин 10 кВ, согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок ПС [16].

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки ПС согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок

Время, ч	Итого			Т1			Т2		
	Р,кВт	Q,квар	S,кВА	Р,кВт	Q,квар	S,кВА	Р,кВт	Q,квар	S,кВА
0	6850,76	1940,54	7120,29	3288,36	931,46	3417,74	3562,39	1009,08	3702,55
2	7764,19	2199,28	8069,66	3726,81	1055,65	3873,44	4037,38	1143,62	4196,22
4	7916,43	2242,40	8227,89	3799,89	1076,35	3949,39	4116,54	1166,05	4278,50
6	9591,06	2716,76	9968,41	4603,71	1304,04	4784,84	4987,35	1412,71	5183,57
8	10808,97	3061,74	11234,24	5188,31	1469,64	5392,43	5620,66	1592,10	5841,80
10	12026,88	3406,72	12500,07	5772,90	1635,23	6000,03	6253,98	1771,50	6500,03
12	12331,36	3492,97	12816,52	5919,05	1676,63	6151,93	6412,31	1816,34	6664,59
14	12483,60	3536,09	12974,75	5992,13	1697,33	6227,88	6491,47	1838,77	6746,87
16	12635,84	3579,22	13132,98	6065,20	1718,02	6303,83	6570,64	1861,19	6829,15
18	14310,47	4053,57	14873,50	6869,02	1945,71	7139,28	7441,44	2107,86	7734,22
20	15223,90	4312,31	15822,87	7307,47	2069,91	7594,98	7916,43	2242,40	8227,89
22	15071,66	4269,19	15664,64	7234,40	2049,21	7519,03	7837,26	2219,98	8145,61
24	14462,71	4096,69	15031,72	6942,10	1966,41	7215,23	7520,61	2130,28	7816,50

Графики часовой нагрузки ПС согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок представлены на рисунке 2.1.

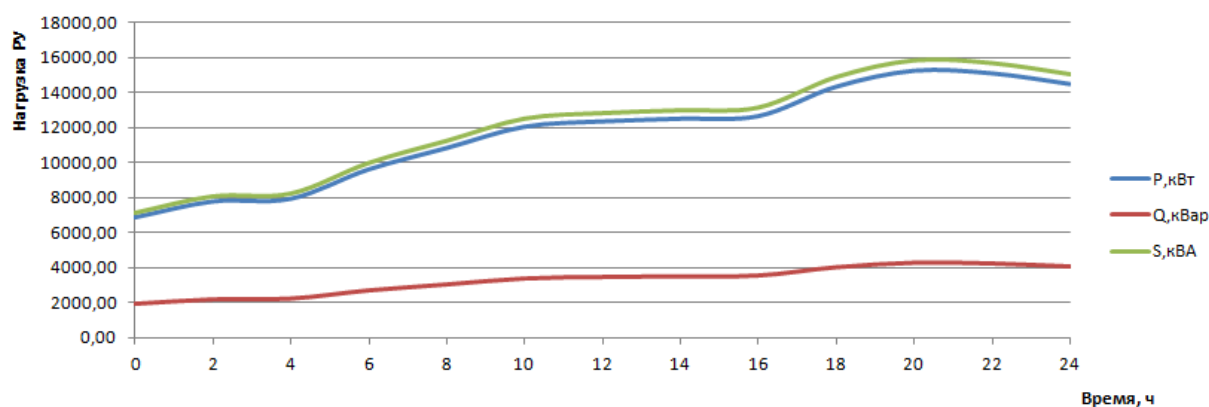


Рисунок 2.1 – Графики часовой нагрузки ПС

Максимум нагрузки наблюдается в 20.00. Итого, расчетные мощности, согласно контрольным замерам:

$$P_{max} = 15223,9 \text{ кВт}; Q_{max} = 4312,31 \text{ квар}; S_{max} = 15822,87 \text{ кВА}.$$

Проведем проверку действующих силовых трансформаторов по допустимой загрузке. Требуемая мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \text{ кВА}, \quad (2.1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции, согласно ГОСТ 14209-85, $K_{з.н.} = 0,7$;

$S_{р.к.}$ – расчетная мощность потребителей с учетом компенсации реактивной мощности, кВА.

$$S_m \geq 0,7 \cdot 15822,87 = 11076,01 \text{ кВА};$$

$$S_m = 16000 \text{ кВА} \geq 11076,01 \text{ кВА}.$$

Таким образом, действующие силовые трансформаторы марки ТДН-16000/110 мощностью по 16000 кВА проходят проверку по допустимой

загрузке, однако, в связи с высокой степенью износа, производим их замену на аналогичные новые трансформаторы ТДН-16000/110.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования станции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость и для проверки чувствительности релейной защиты. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания представлена на рисунке 2.2.

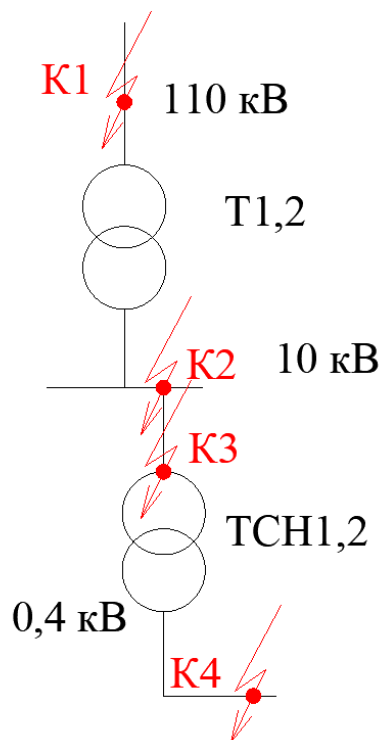


Рисунок 2.2 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

По расчетной схеме составляется схема замещения, которая представлена на рисунке 2.3. Элементы расчетной схемы заменяются их сопротивлениями. Принимаем базисное напряжение 110 кВ (напряжение ВН питающих силовых трансформаторов). Активным сопротивлением в сети 110 кВ пренебрегаем [18].

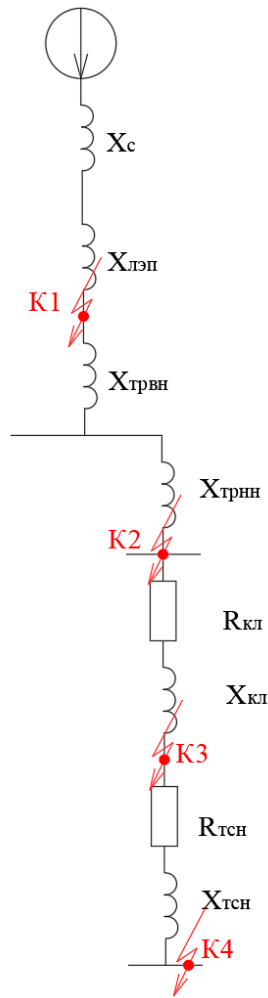


Рисунок 2.3 – Схема замещения для определения токов короткого замыкания

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле согласно РД 153-34.0-20.527-98 [15]:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2.2)$$

где E_c – напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле согласно [15]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2.3)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 110 кВ $T_a = 0,05$ с; для сети 10 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с) [15].

Ударный ток КЗ определяется по формуле согласно [15]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'' \quad (2.4)$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \quad (2.5)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле согласно [15]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (2.6)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле согласно [15]:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (2.7)$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле согласно [15]

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (2.8)$$

где τ – минимальное время КЗ, с.

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (2.9)$$

где $t_{3\min}$ – минимальное время действия защиты, 0,01 с;

t_{CB} – собственное время отключения выключателя 110 кВ, с;

Полный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'', \quad (2.10)$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 110/10 кВ по стороне ВН определяется по формуле:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (2.11)$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 16^2} = 4,963 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 110/10 кВ по стороне НН определяется по формуле:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (2.12)$$

$$X_{ТРНН} = 4,963 \cdot (10 / 110)^2 = 0,041 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (2.13)$$

где $x_o = 0,444$ Ом/км – удельное сопротивление линии;

L – длина линии, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 12,61 = 5,599 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы X_C , в именованных единицах определяется по формуле согласно [15]:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (2.14)$$

где S_K – максимальная мощность короткого замыкания в начале ЛЭП, равная 5630 МВА, по данным АО «Россети Тюмень» Урайские электрические сети [16].

$$X_C = 110^2 / 5630 = 2,149 \text{ Ом}$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля ААБ-3х16 10 кВ до трансформаторов собственных нужд определяются по формулам:

$$R_{KL} = r_o \cdot L, \quad (2.15)$$

$$X_{KL} = x_o \cdot L, \quad (2.16)$$

где r_o и x_o – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/м;

L – длина кабеля, равная 54 м [16].

$$R_{KL} = 0,00194 \cdot 54 = 0,1048 \text{ Ом}$$

$$X_{KL} = 0,000113 \cdot 54 = 0,0061 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление кабеля ААБ-3х16 10 кВ до ТСН:

$$Z_{KL} = \sqrt{R_{KL}^2 + X_{KL}^2}, \quad (2.17)$$

$$Z_{KL} = \sqrt{0,1048^2 + 0,0061^2} = 0,1049 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$R_{мсн} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{BH}^2}{S_{HT}^2}, \quad (2.18)$$

где P_{κ} – потери короткого замыкания, кВт;

U_{BH} – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$R_{мсн} = \frac{2650 \cdot 10^2}{160^2} = 10,352 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$Z_{мсн} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (2.19)$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{мсн} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,16^2} = 175,781 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$X_{мсн} = \sqrt{Z_{мсн}^2 - R_{мсн}^2}, \quad (2.20)$$

$$X_{мсн} = \sqrt{175,781^2 - 10,352^2} = 175,476 \text{ Ом}$$

В качестве примера приведем расчет токов КЗ для точки К1.

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (2.2):

$$I_{К1}'' = 110 / (\sqrt{3} \cdot (2,149 + 5,599)) = 8,197 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле (2.3):

$$K_{v1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (2.4):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 8,197 = 21,095 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле (2.5):

$$I_{y1} = 8,197 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 12,55 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле (2.6):

$$I_{К1}^{(2)} = (\sqrt{3/2}) \cdot 8,197 = 7,099 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле (2.7):

$$I_{К1}^{(1)} = 0,55 \cdot 8,197 = 4,508 \text{ кА}$$

Минимальное время КЗ, по формуле (2.9):

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, по формуле (2.8):

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 8,197 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 2,336 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ определяется по формуле (2.10):

$$I_{n1} = 2,336 + 8,197 = 10,533 \text{ кА}$$

Для остальных точек расчет токов КЗ аналогичен, результаты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1-К4

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	I_n , кА
К1	8,197	21,095	12,550	7,099	4,508	2,336	10,533
К2	5,855	15,068	8,964	5,070	3,220	1,669	7,524
К3	5,740	14,772	8,788	4,971	3,157	1,636	7,376
К4	0,957	2,462	1,465	0,828	0,526	0,273	1,229

Также для расчета уставок релейной защиты на фидерах ЗРУ 10 кВ требуется определить периодические составляющие токов КЗ; двухфазные и однофазные токи КЗ в конце линий 10 кВ.

Сведем данные по отходящим линиям 10 кВ (согласно проектной документации [16]) в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные характеристики отходящих линий 10 кВ

Линии 10 кВ	Число цепей	L, км	Марка кабеля	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	I_{\max} , А
-------------	-------------	-------	--------------	---------------	---------------	-------	-------	-------	-----------	----------------

фидер 1-1	2	1,325	ААБ-3х120	0,167	0,077	0,221	0,102	0,244	198,1	396,2
-----------	---	-------	-----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Продолжение таблицы 2.3

Линии 10 кВ	Число цепей	L, км	Марка кабеля	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	I_{\max} , А
фидер 2-1	2	1,118	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,364	0,093	0,376	167,5	335,0
фидер 3-1	2	1,735	ААБ-3х150	0,206	0,079	0,357	0,137	0,383	231,2	462,4
фидер 4	1	1,646	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,729	0,142	0,743	128,1	128,1
фидер 1-2	2	1,325	ААБ-3х120	0,167	0,077	0,221	0,102	0,244	198,1	396,2
фидер 2-2	2	1,118	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,364	0,093	0,376	167,5	335,0
фидер 3-2	2	1,735	ААБ-3х150	0,206	0,079	0,357	0,137	0,383	231,2	462,4
фидер 5	1	2,311	ААБ-3х70	0,443	0,086	1,024	0,199	1,043	117,9	117,9
фидер 6	1	1,985	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,879	0,171	0,896	111,5	111,5

Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ проводится аналогично, результаты сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ

Фидер 10 кВ	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
фидер 1-1	5,547	4,804	3,051
фидер 2-1	5,447	4,718	2,996
фидер 3-1	5,443	4,713	2,993
фидер 4	5,189	4,494	2,854
фидер 1-2	5,547	4,804	3,051
фидер 2-2	5,447	4,718	2,996
фидер 3-2	5,443	4,713	2,993
фидер 5	4,996	4,326	2,748
фидер 6	5,089	4,407	2,799

Далее с учетом рассчитанных токов КЗ необходимо провести выбор и проверку основного электрооборудования.

2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования

2.3.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Итого, максимальные расчетные нагрузки силовых трансформаторов ПС, согласно контрольным замерам зимних максимумов (определены ранее в разделе 2.1) [16]:

$$P_{\max} = 15223,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max} = 4312,31 \text{ квар};$$

$$S_{max} = 15822,87 \text{ кВА.}$$

Выбираем силовые трансформаторы серии ТДН-16000/110.

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K_n = \frac{S_{max.}}{S_{н.т.}}, \quad (2.21)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$K_n = \frac{15822,87}{16000} = 0,989$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше единицы, следовательно, в аварийном режиме трансформатор не будет перегружен [17].

Технические характеристики трансформатора ТДН-16000/110 представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформатора ТДН-16000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток Х.Х., %
		ВН	НН	Х.Х.	К.З.		
ТДН-16000/110	16000	110	10	13	85	10,5	0,4

2.3.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится [5]:

- по конструктивному исполнению и месту установки;
- по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{раб}$, кВ;
- по номинальному току: $I_{ном} \geq I_{раб}$, кА.
- по отключающей способности: $I_{ном.откл} \geq I_k$, кА

где $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

- по ударному току КЗ $i_{np.c} \geq i_y$, кА

где $i_{np.c}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

i_y – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость $I_m^2 t_m \geq B_{\kappa}$, $кА^2 \cdot с$

где I_m – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

t_m – время протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.22)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, определяется по формуле:

$$t_{откл} = t_{p.z.} + t_{откл.B}, \text{ с} \quad (2.23)$$

где $t_{p.z.}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{откл.B}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Выбор и проверка выключателей 110 кВ.

На стороне 110 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно вводов силовых трансформаторов и линий 110 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 110 кВ (и аппаратов ОРУ 110 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т.}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (2.24)$$

где $S_{\text{н.т.}}$ – номинальная мощность силовых трансформаторов, кВА;

$U_{\text{н}}$ – напряжение на участке, кВ.

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,573 \text{ А}$$

В таблице 2.6 представлены сравнительные технические характеристики выключателей 110 кВ.

Таблица 2.6 – Сравнительные технические характеристики выключателей 110 кВ

Сравнительные величины	ВВБ-110-31.5/ 2000	ЛТВ-145-D1/В	ВГП-110-40-2500
Номинальное напряжение, В	110000	110000	110000
Наибольшее рабочее напряжение, В	121000	121000	121000
Номинальный ток, А	2000	2000	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5	31,5	40
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	80	50	80
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	31,5	27,5	27,5
Время отключения полное, с	0,050	0,075	0,07
Время отключения собственное, с	0,030	0,040	0,035
Время включения полное, с	0,085	0,09	0,09
Коммутационный ресурс	20000	15000	15000
Удельная отключающая способность	22	18	18
Масса, кг	1951	2050	2110
Срок службы до списания, лет	30	25	25

Следует отдать предпочтение выключателям серии ВВБ-110 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка выключателей ВВБ-110-31.5/ 2000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 117,573 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 8,197 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 8,197^2 \cdot 3 = 201,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 21,095 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВБ-110-31.5/ 2000 проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 10 кВ (и аппаратов ЗРУ 10 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (2.24)

$$I_{макс} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,303 \text{ А}$$

В таблице 2.8 представлена сравнительная техническая характеристика вакуумного выключателя ВВТЭ-М-10; элегазового выключателя LF-1 фирмы Schneider Electric и вакуумного выключателя ВВ/TEL–10.

Таблица 2.8 – Сравнительная техническая характеристика выключателя ВВТЭ-М-10; LF-1 и выключателя ВВ/TEL – 10

Сравнительные величины	ВВТЭ-М-10	LF-1	ВВ/TEL – 10
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	1600	1600	1600
Номинальный ток отключения, кА	20	25	20
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	51	52	51

Продолжение таблицы 2.8

Сравнительные величины	ВВТЭ-М-10	LF-1	ВВ/TEL – 10
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20	20	20
Время отключения полное, с	0,035	0,080	0,025
Время отключения собственное, с	0,025	0,070	0,015
Время включения полное, с	0,080	0,065	0,070
Коммутационный ресурс	100000	50000	200000
Удельная отключающая способность	11	6,2	11
Масса, кг	85	124	35
Срок службы до списания, лет	25	25	25

Следует отдать предпочтение вакуумным выключателям серии ВВ/TEL ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей ВВ/TEL-10/1600 (ввод РУ 10 кВ, секционный выключатель) сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{р.макс} = 1293,303$ А
$I_{н.откл.} = 20,0$ кА	$I_{н(0)} = 5,855$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	$B_K = 5,855^2 \cdot 3 = 102,8$ кА ² ·с
$i_{дин} = 20,0$ кА	$i_y = 15,068$ кА

Выбранные выключатели ВВ/TEL-10/1600 (ввод РУ 10 кВ, секционный выключатель) проходят проверку по всем параметрам.

Проверку выбранных выключателей ВВ/TEL-10/630 (фидера РУ 10 кВ) сведем в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/630

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} = 630$ А	$I_{р.макс} = 111,5...462,4$ А
$I_{н.откл.} = 20,0$ кА	$I_{н(0)} = 5,855$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	$B_K = 5,855^2 \cdot 3 = 102,8$ кА ² ·с
$i_{дин} = 20,0$ кА	$i_y = 15,068$ кА

Выбранные выключатели ВВ/TEL-10/630 (фидера РУ 10 кВ) проходят проверку по всем параметрам.

2.3.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители должны отвечать следующим требованиям [5]:

- по номинальному напряжению установки $U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току $I_{н.ант.} \geq I_{раб.мах.}$
- проверка на термическую стойкость $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$
- проверка на динамическую стойкость $i_{дин} \geq i_y$

Выбор и проверка разъединителей 10 кВ.

Выбираем разъединители серии РВ-10. Технические характеристики разъединителей РВ-10 сведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики разъединителей РВ-10

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	400,630,1000,1600
Ток термической стойкости, кА (3 с)	16; 20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	40; 50; 80
Механический ресурс, циклов ВО	не менее 2 000

В качестве секционного разъединителя выбираем разъединитель серии РВ-10/1600. Проверку сведем в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Проверка разъединителя РВ-10/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{р.мах} = 1293,303$ А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА ² ·с	$B_k = 5,855^2 \cdot 3 = 102,8$ кА ² ·с
$i_{дин} = 40$ кА	$i_y = 15,068$ кА

Выбранный разъединитель проходит проверку по всем параметрам. В цепях ТСН, ОПН и трансформаторов напряжения выбираем разъединители серии РВ-10/400.

2.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям [5]:

- по номинальному напряжению установки $U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току $I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}$
- по классу точности
- по вторичной нагрузке $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность $\leq 10\%$) проверка на термическую стойкость согласно выражению:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq Bk \quad (2.25)$$

где $k_{тер.}$ – кратность термической стойкости,

$I_{1н.}$ – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (2.26)$$

где $k_{эд}$ – кратность динамической стойкости.

Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 110 кВ (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока 110 кВ

Сравнительные величины	ТФМ-110	ТФНД-110М	ТВТ-110
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	175	265	150
Кратность тока электродинамической стойкости, А	215	350	250
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	630	558	610

Следует отдать предпочтение трансформаторам тока серии ТФНД-110М ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик.

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{н.ант.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 117,573 \text{ А.}$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (2.25):

$$(265 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 56,117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (2.26):

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 74,235 \text{ кА} > 12,253 \text{ кА}$$

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды):

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (2.27)$$

где $Z_{приб.}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных приборов вторичной нагрузки, Ом;

$Z_{пров.}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (2.28)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$s_{\text{пров.}}$ – сечение соединительных проводов, мм^2

$Z_{\text{конт.}}$ – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным $0,1 \text{ Ом}$.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (2.29)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н,приб.}}$ – соответственно потребляемая мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А, соответственно.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (2.29):

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 25 м [16]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм^2 . Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (2.28):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (2.27):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [5]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 21,5 при $Z_{2\Sigma} = 0,249 \text{ Ом}$. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 10 кВ (таблица 2.14).

Таблица 2.14 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока

Сравнительные величины	ТПОЛ-10-М	ТПЛ-10	ТПЛ-10-М
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	45	45	50
Кратность тока электродинамической стойкости, А	110	150	200
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	17,0	14,0	14,0

Принимаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М. Это модернизированные трансформаторы серии ТПЛ-10, имеют улучшенные показатели и более высокий класс точности. В КРУ устанавливаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М/1500 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10-М/50..500 (на фидерах).

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{н.ам.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 1500 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 1293,303 \text{ А.}$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (2.25):

$$(60 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (2.26):

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 159,1 \text{ кА} > 2,346 \text{ кА}$$

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (2.29):

$$Z_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 4 м [16]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм². Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (2.28):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом.}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (2.27):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [5]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 24 при $Z_{2\Sigma} = 0,158 \text{ Ом}$. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Проверка вторичной обмотки с классом точности 0,5 (цепи измерения электрической энергии) по $Z_{2\Sigma}$ производится аналогично.

2.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения должны отвечать следующим требованиям [5]:

- по номинальному напряжению установки $U_{ном} \geq U_{уст}$
- по конструкции и соединению обмоток.
- по классу точности.
- по вторичной нагрузке $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$.

Принимаем ТН типа НАМИ-10-95 УХЛ1. Проверка по номинальному напряжению: $U_{н.ант.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ}$.

Производим проверку по вторичной нагрузке ТН, для чего составляем таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Приборы	Тип	Кол-во, шт.	Число катушек	$S_{кат.}, \text{ ВА}$	Общая потребляемая мощность $S_{\Sigma}, \text{ ВА}$
Вольтметр	ЦЗЗ-М1	4	1	1	4
Ваттметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Варметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	3
Счетчик	ЕвроАльфа	8	2	2	32
Итого:					43

Номинальная мощность ТН типа НАМИ-10-95 У1 в классе точности 0,5 равна 200 ВА, что больше суммарной мощности всех приборов.

2.3.6 Выбор и проверка устройств защиты от перенапряжений

Выбор и проверка ОПН 110 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 110 кВ (таблица 2.16).

Таблица 2.16 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 110 кВ

Сравнительные величины	ОПН-А-110	ОПН-110	ОПН-110-П
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Импульсное пробивное напряжение, кВ	132	132	125
Ток утечки, мкА	311	352	275
Длина пути утечки, см	270	270	285
Масса, кг	27,5	31,2	25,2
Полный срок службы, лет	25	25	30

Следует отдать предпочтение ограничителям перенапряжения серии ОПН-110-П ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку ОПН-110-П сведем в таблицу 2.15.

Таблица 2.17 – Проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 8,197^2 \cdot 3 = 201,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_y = 21,095 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка ОПН 10 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 10 кВ (таблица 2.18).

Таблица 2.18 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 10 кВ

Сравнительные величины	ОПН-10-П	ОПН-10	ОПН-10-Л
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Импульсное пробивное напряжение, кВ	51	38	38
Ток утечки, мкА	3,5	4	4
Длина пути утечки, см	35	30	30
Масса, кг	0,91	0,98	0,84
Полный срок службы, лет	30	25	25

Для защиты оборудования КРУ установим ограничители перенапряжения типа ОПН-10-П. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также устанавливаем ОПН-10-П. Проверку ОПН сведем в таблицу 2.19.

Таблица 2.19 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 5,855^2 \cdot 3 = 102,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 15,068 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

2.3.7 Выбор и проверка изоляторов

Выбор осуществляется:

- по номинальному напряжению: $U_H \geq U_{уст}$.
- по допустимой нагрузке: $F_{доп} \geq F_{расч}$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется по формуле

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (2.30)$$

где K_h – коэффициент на высоту шин;

$H_{из}$ – высота опорного изолятора, м.

Коэффициент на высоту шин определяется по формуле:

$$K_h = (H_{из} + b + h / 2) / H_{из}, \quad (2.31)$$

где b – толщина шинодержателя, мм;

h – высота шины, мм.

Выбираю изоляторы ИОЭЛ 10-8-098-00.

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм.}$$

Проводим расчет по формуле (2.31):

$$K_h = (120 + 5 + 100 / 2) / 120 = 1,458$$

Расчетная нагрузка на изолятор, по формуле (2.30):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 8,964^2 / 0,12 = 538,2 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,538 \text{ кН}$$

Так как допустимая разрушающая сила больше максимальной расчетной, то выбранный тип изоляторов проходит проверку.

2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, расчет уставок релейной защиты и автоматики

Релейную защиту силовых трансформаторов выполняем на базе микропроцессорных терминалов серии «Сириус-Т» производства ЗАО «Радиус Автоматика». Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно. Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС показаны в табл. 2.20.

Таблица 2.20 – Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС

Величина	Обозначение	Результаты
Номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА	S_n	16000
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	$U_{вн}$	110
	$U_{нн}$	10

Продолжение таблицы 2.20

Величина	Обозначение	Результаты
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{вн}$	83,981
	$I_{нн}$	923,788
Первичные номинальные токи ТТ, А	$n_{вн}$	150
	$n_{нн}$	1500

Схема микропроцессорной защиты на терминале Сириус-Т показана на рисунке 2.4.

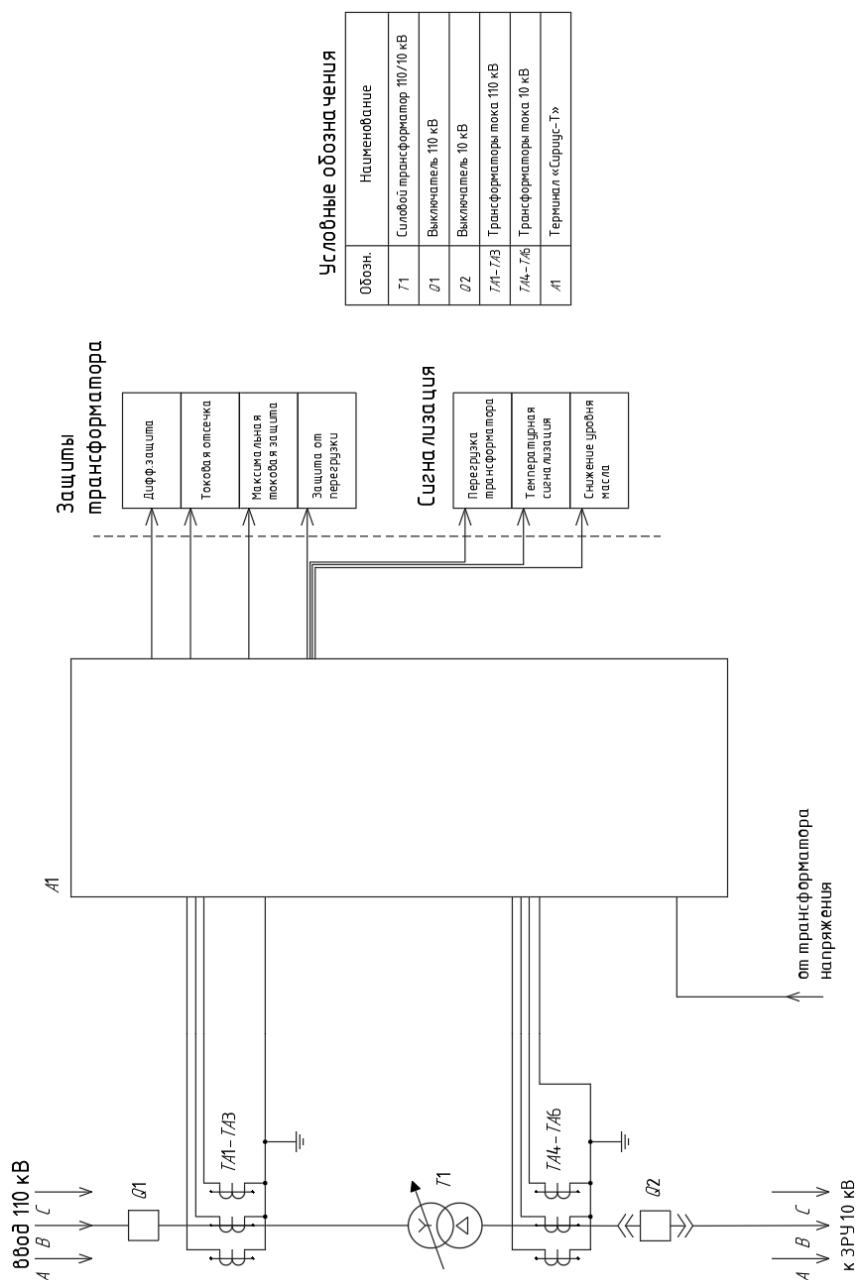


Рисунок 2.4 – Схема микропроцессорной защиты на терминале Сириус-Т

2.4.1 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Расчет уставок дифференциальной защиты.

1) Определение пригодности установленных трансформаторов тока (ТТ).

1. По условию выравнивания вторичных токов по величине:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (2.32)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – первичный номинальный ток обмотки трансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Трансформаторы ТДН-16000/110.

Номинальный ток трансформатора $I_{ВН} = 83,981 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 110 кВ, проведем расчет по формуле (2.32):

$$0,1 \cdot 83,981 < 150 < 2,5 \cdot 83,981 = 210,0 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора $I_{НН} = 923,788 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 10 кВ, проведем расчет по формуле (2.32):

$$0,1 \cdot 923,788 < 1500 < 2,5 \cdot 923,788 = 2309,5 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания

Сопротивление трансформатора при полном насыщении определяется по формуле:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (2.33)$$

Проведем расчет по формуле (2.33):

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (2.34)$$

Проведем расчет по формуле (2.34):

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{16} = 915,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ, пренебрегая активным сопротивлением, определяется по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (2.35)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Проведем расчет по формуле (2.35):

$$X_{л} = 0,444 \cdot 12,2 = 5,417 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии, приведенное к базисным условиям, будет равно

$$X_{*Л} = 5,417 / 915,1 = 0,0059 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения определяется по формуле:

$$X_* = X_{Л} + K_1 \cdot X_{*В}^{(1)}, \quad (2.36)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления ввиду неполного насыщения магнитопровода.

Проведем расчет по формуле (2.36):

$$X_* = 0,0059 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1948 \text{ о.е.}$$

Или в именованных единицах:

$$X = 0,1948 \cdot 915,1 = 178,245 \text{ Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (2.37)$$

где A – смещение оси синусоиды потокосцепления, принимается равным 0,39 [1].

Проведем расчет по формуле (2.37):

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 178,245} = 770,345 \text{ А}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ определяется по формуле:

$$K_{TT} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (2.38)$$

где $I_{ВН.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Проведем расчет по формуле (2.38):

$$K_{TT} = \frac{770,345}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,632 < 6,7$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть: $K_{10} \geq 20$ [1]. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ со стороны 110 кВ. Сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (2.39)$$

где R_k – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, равно 0,05 Ом [1];

$R_{вх.терм}$ – входное сопротивление терминала, равно 0,01 Ом [1].

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$R_k = \rho \cdot L / S_k, \quad (2.40)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля 0,029 Ом мм²/м [21];

S_k – сечение жил кабеля, мм².

Проведем расчет по формуле (2.40):

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки ТТ, по формуле (2.39):

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТТ типа ТФНД-110 для $R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}$: $K_{10} = 24 \geq 20$ [1].

Следовательно, требование выполняется.

3. По условию отстройки от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для данного ТТ определяется по формуле:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (2.41)$$

или по формуле

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (2.42)$$

Проведем расчет по формуле (2.42):

$$K_{10} = 20 \cdot 83,981 / 150 = 11,197 < 24$$

Условию отстройки от переходных режимов выполняется.

2) Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается при условии, что амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока обмотки ВН трансформатора. В данном случае:

$$I_{амп} / I_{ном} = 770,345 / 83,981 = 9,173 > 8$$

Следовательно, применяется традиционное торможение.

3) Определение минимального тока срабатывания производится по формуле:

$$I_{сз} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (2.43)$$

где ε – погрешность ТТ, принимается равной 0,1 [1];

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается равным 1,0 [1];

$\Delta U_{рег}$ – диапазон регулирования устройства РПН.

Проведем расчет по формуле (2.44):

$$I_{сз} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Принимаем к установке $I_{сз} = 35 \%$.

4) Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (2.45)$$

Проведем расчет по формуле (2.45):

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_t} = 45 \%$

5) Точка изменения крутизны тормозной характеристики определяется по формуле:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (2.46)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – значение броска тока намагничивания силового трансформатора.

Минимальное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (2.47)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,1 для МУ РЗА [1];

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания, равен 5 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (2.47):

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 83,981 \cdot 5 = 461,894 \text{ A}$$

Проведем расчет по формуле (2.46):

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{461,894^4} = 35,63$$

Принимаем к установке $SLP = 35,6$.

6) Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики $(\frac{I_d}{I_{t2}})$. Значение $(\frac{I_d}{I_{t2}})$ по рекомендации производителя

принимается равным 60-70%. Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$

7) Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

1. Отстройка от броска намагничивания.

Отстройка от броска намагничивания производится по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{omc} \cdot K_{TT}, \quad (2.48)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (2.48):

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,632 = 5,085 \text{ A}$$

2. Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-х фазном повреждении на стороне 10 кВ, значение определяется по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{omc} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (2.49)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для РЗА;

$K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимается равным 0.7 для РЗА;

$I_{кз.макс}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего к.з., кА.

Проведем расчет по формуле (2.49):

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,916 = 2,449 \text{ кА}$$

8) Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам.

Уставки принимаются согласно рекомендациям производителя МУ РЗА:

$$\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ с поперечной блокировкой.}$$

$$\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\% \text{ с пофазной блокировкой.}$$

2.4.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока силового трансформатора по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (2.50)$$

где K_H – коэффициент надежности принимаемый равным 1,1 для МУ РЗА [1];

K_B – коэффициент возврата принимаем 0,935 для МУ РЗА [1];

K_{C3} – коэффициент самозапуска нагрузки, определяется по паспорту для МУ РЗА.

Кратность тока самозапуска рассчитывается по формуле

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (2.51)$$

Проведем расчет по формуле (2.51):

$$K_{I.C3} = \frac{83,981}{2916} = 0,0288$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,16$ [1].

Расчетный ток срабатывания защиты определим по формуле (2.50):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 83,981 = 114,609 \text{ A}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 114,7 А.

2.4.3 Токовая защита от перегрузок

Защита выполнена с помощью МТЗ, установленной со стороны питания. Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (2.52)$$

Проведем расчет по формуле (2.52):

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 83,981 = 98,801 \text{ A}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 98,8 А.

2.4.4 Газовая защита

Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа [1]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

2.4.5 Защита линий напряжением 10 кВ

Защиту линий напряжением 10 кВ выполняем на современном микропроцессорном терминале Сириус-2-Л.

Защита от многофазных КЗ.

Токовая отсечка выполняется на микропроцессорной базе. Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (2.53)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА [1];

Ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (2.54)$$

где $I_{р.макс}$ – максимальный рабочий ток линии, А.

Расчетный ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (2.55)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты можно найти по формуле:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (2.56)$$

где $I_K^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии, кА.

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ) в сети 10 кВ.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (2.57)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ РЗА [1];

k_B – коэффициент, учитывающий бросок собственного ёмкостного тока, принимается равным 2,5 для МУ РЗА [1];

I_C – собственный ёмкостный ток присоединения самого потребителя $I_{сд}$ и линии, соединяющей его с РУ и ёмкостный ток входящей в зону действия защиты линии $I_{сл}$.

Ёмкостный ток присоединения определяется по формуле:

$$I_C = I_{сд} + I_{сл}, \quad (2.58)$$

Значением $I_{сд}$ обычно можно пренебречь. Тогда формула (2.58) примет вид:

$$I_C = I_{сл} = I_{со} \cdot L \cdot m, \quad (2.59)$$

где $I_{со}$ – значение собственного ёмкостного тока 1 км кабеля, А/км;

L – длина линии, км;

m – число проводов в фазе линии, шт.

Приведем пример расчета уставок РЗ фидеров 10 кВ для фидера 1-1.

Токовая отсечка, ток срабатывания защиты, по формуле (2.53):

$$I_{сз} \geq 5 \cdot 0,198 = 0,991 \text{ кА}$$

Ток срабатывания МТЗ, по формуле (2.54):

$$I_{сз} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 396,2 = 550,019 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ, по формуле (2.55):

$$I_{CP} = 550,019 \cdot \frac{1}{400/5} = 6,875 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности защиты, по формуле (2.56):

$$k_{\text{ч}} = \frac{4804}{550,019} = 8,7 \geq 1,5$$

Емкостный ток присоединения, по формуле (2.59):

$$I_C = 1,16 \cdot 1,325 \cdot 1 = 1,537 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты от ЗНЗ, по формуле (2.57):

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,537 = 4,611 \text{ A}$$

Принимаем уставку защиты от ЗНЗ 4,62 А.

Для остальных линий 10 кВ расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.21.

Таблица 2.21 – Расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ

Фидеры 10 кВ ГПП	Ином, кА	Исз ТО, кА	Имакс, А	Исз МТЗ, А	Исп МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Ис,А	Исз ЗНЗ, А
фидер 1-1	0,198	0,991	396,2	550,019	6,875	8,7	1,53 7	4,611
фидер 2-1	0,168	0,838	335,0	465,059	5,813	10,1	1,16 3	3,488
фидер 3-1	0,231	1,156	462,4	641,920	6,419	7,3	1,12 8	3,383
фидер 4	0,128	0,641	128,1	177,833	5,928	25,3	1,51 4	4,543

Продолжение таблицы 2.21

Фидеры 10 кВ ГПП	Ином, кА	Исз ТО, кА	Имакс, А	Исз МТЗ, А	Иср МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Ис,А	Исз ЗНЗ, А
фидер 1-2	0,198	0,991	396,2	550,019	6,875	8,7	1,53 7	4,611
фидер 2-2	0,168	0,838	335,0	465,059	5,813	10,1	1,16 3	3,488
фидер 3-2	0,231	1,156	462,4	641,920	6,419	7,3	2,25 6	6,767
фидер 5	0,118	0,590	117,9	163,673	5,456	26,4	2,12 6	6,378
фидер 6	0,112	0,558	111,5	154,788	5,160	28,5	1,82 6	5,479

2.4.6 Расчет уставок АВР

Система АВР дает возможность управления источниками питания в распределительных сетях. При этом применяется устройство определения наличия напряжения и токов КЗ на вводах. Режимы выбираются при помощи программного обеспечения для конфигурирования Easergy T200S. Полуавтоматический режим, SW1 > SW2 Когда напряжение пропадает на рабочем вводе 1, АВР включает ввод 2 с задержкой T1. Обратное автоматическое переключение произойдет только когда пропадет напряжение на вводе 2.

Произведем выбор установок УАВР.

I ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (2.60)$$

Проведем расчет по формуле (2.60):

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 115 = 46 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (2.61)$$

где $t_{C3.макс}$ – максимальное время срабатывания защиты, принимается 9 с [9];

Δt – выдержка ступени селективности, с.

Проведем расчет по формуле (2.61):

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

II ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (2.62)$$

Проведем расчет по формуле (2.62):

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 115 = 80,5 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (2.63)$$

где t_{CB} – время включения секционного выключателя, принимается равным 0,1 с согласно паспорту;

$t_{зан}$ – запас по времени, принимается равным 0,3...0,5 с [9].

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд ПС. Расчётная нагрузка потребителей собственных нужд приведена в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Нагрузка собственных нужд ПС

Потребитель	Установленная мощность			cosφ	tgφ	Нагрузка	
	На единицу	Число приёмников	Всего, кВт			P, кВт	Q, квар
Устройство РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	6,6	2,17
Обогрев шкафов зажимов ОРУ	0,6	19	11,4	1	0,00	11,4	0,00
Отопление, освещение, вентиляция РУ-10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7	1,75
Освещение ОРУ	10	-	10	0,75	0,88	10	8,82
Аппаратура связи и телемеханики	8,7	-	8,7	0,85	0,62	8,7	5,39
Маслохозяйство	75	-	75	1	0,00	75	0,00
Итого						118,7	18,13

Суммарная расчётная нагрузка потребителей собственных нужд для двух трансформаторов:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (2.64)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{118,7^2 + 18,13^2} / 2 = 60,04 \text{ кВА}$$

В РУ установлены два трансформатора собственных нужд на системе шин 10 кВ. Сравним варианты исполнения ТСН (таблица 2.23).

Таблица 2.23 – Сравнительная техническая характеристика ТСН

Сравнительные величины	ТСЗ-100/10	ТМГ-100/10	ТМГ12-100/10
Номинальное напряжение ВН, кВ	10	10	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4	0,4	0,4
Напряжение к.з., %	4,5	4,5	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,306	0,28	0,21
Потери к.з., кВт	2,0	2,0	1,75
Ток холостого хода, %	2,2	1,9	1,4
Масса, кг	750	495	505
Полный срок службы, лет	30	30	30

В аварийном режиме нагрузка трансформатора СН составит:

$$K_3 = \frac{2 \cdot 60,04}{100} = 1,21 < 1,4$$

что соответствует норме.

Принимаем к установке энергоэффективные трансформаторы ТМГ12-100/10, мощности трансформатора будет достаточно и при работе в аварийном режиме.

2.6 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ)

Выбор КРУ для вводных и секционной ячеек ЗРУ 10 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 10 кВ (и аппаратов ЗРУ 10 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (2.24):

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,303 \text{ A}$$

Выбираем для вводных и секционной ячеек современное оборудование КРУ серии «К-132 «НОВАТОР» производства ГК «МОСЭЛЕКТРО» на номинальный ток 1600 А.

Основные преимущества КРУ серии «К-132 «Новатор»:

- Малогабаритность конструкции.
- Наличие современных микропроцессорных устройств в комплексе с выключателями для обеспечения надежности и стабильности эксплуатации.
- Быстродействующая дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков.
- Наличие активной мнемосхемы.
- Быстродействующий (с взводной пружиной) заземляющий разъединитель.

- Современная система механических блокировок ЗР и ВЭ от неправильных действий оператора заградительного типа.

- Возможность механического включения и отключения силового выключателя выносными кнопками на фасаде шкафа при закрытых дверях.

- Возможность перемещения выкатного элемента только при закрытых фасадных дверях.

- Наличие механического указателя положения выкатного элемента на фасаде шкафа с четкой цветовой индикацией 4-х основных положений ВЭ.

Выбор КРУ для ячеек на фидерах ЗРУ 10 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток фидеров ЗРУ 10 кВ, по результатам контрольных замеров составляет 462,4 А (по данным таблицы 2.3).

Выбираем для ячеек на фидерах 10 кВ КРУ серии «К-132 «Новатор» на номинальный ток 630 А.

3 Безопасность и охрана труда

Подстанция относится к категории особо опасных, так как имеется более двух условий повышенной опасности, а именно: наружное размещение электроустановок, влияние метеорологических условий и другие. К оборудованию электрической части предъявляются следующие основные требования: надежность работы; удобство и безопасность обслуживания; пожаробезопасность; экономичность. Условия работы для обслуживающего персонала соответствуют санитарно-гигиеническим нормам. Температура окружающего воздуха в помещении в холодный и переходный сезоны года поддерживается в пределах 18-20°C, относительная влажность воздуха составляет 60% для категории работ средней тяжести.

3.1 Мероприятия по обеспечению безопасности и охраны труда

Для обеспечения безопасности эксплуатационного и ремонтного процесса в первую очередь необходимо проводить инструктажи и проверки по работе с оборудованием и использованию СИЗ.

СИЗ, выдаваемые работникам, должны соответствовать их полу, росту, размерам, а также характеру и условиям выполняемой ими работы. Выдача СИЗ должна проводиться в установленные сроки.

Также планируется установка информационных плакатов о правильном и неправильном использовании СИЗ, а также последствий от их неиспользования.

На всех предприятиях действует система обучения персонала способам опознания и профилактики вредных и опасных факторов на рабочих местах. С каждым новым работником проводится инструктаж по безопасности, а также стажировка с закреплением за опытным наставником. На всех предприятиях должна проводиться регулярная аттестация руководителей и специалистов в сфере промышленной безопасности и охраны труда.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются:

Обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением. Это достигается применением комплектных шинопроводов, их установкой на недоступной высоте от уровня пола. Применение малого напряжения, защитного заземления и зануления.

Одной из причин производственного травматизма является недостаточное знание правил техники безопасности. Поэтому важными мерами по борьбе с производственным травматизмом и профессиональными заболеваниями являются качественное обучение и инструктирование производственного персонала.

3.2 Расчет заземляющего устройства

Исходя из проведенных ранее расчетов, на ПС приняты к установке два трансформатора ТДН-16000/110, режим работы нейтрали на стороне 110 кВ – эффективно заземленная [25]. Согласно требованиям ПУЭ нейтрали установок и все металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением в следствии нарушения изоляции, заземляют [13]. На стороне 110 кВ – максимально допустимое сопротивление контура заземления, согласно ПУЭ: $R_3=0,5$ Ом [13]. Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики заземляющего устройства

Параметры вертикального электрода (сталь угловая)		Параметры горизонтального электрода (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм ²	
3,5	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Используем контурное заземление.

Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом·м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (3.1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом·м;

K_c - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pв} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{pг} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овэ}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (3.2)$$

где l - длина вертикального электрода, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода d (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (3.3)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя:

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

Расстояние от поверхности до центра вертикального электрода:

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя, по формуле (3.2):

$$R_{\text{овз}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,855 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_n \quad (3.4)$$

где $R_n = 0,5$ Ом – требуемое сопротивление контура заземления, Ом.

$$n' = 21,855 / 0,5 = 43,7$$

Полученное число округляем до ближайшего большего значения $n=44$ шт. Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (3.5)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;
 n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{nep} / n \quad (3.6)$$

где l_{nep} – периметр территории ПС, м.

Периметр территории ПС:

$$l_{nep} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами, по формуле (3.6):

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле (3.5):

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя R_{23} (Ом) по формуле:

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (3.7)$$

где l - длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального заземлителя d (м) из стальной полосы 50 · 5 мм определяется по формуле:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (3.8)$$

где b – ширина полосы, м.

$$R_{z3} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{огз} \cdot R_{z3}}{R_{огз} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_z} \quad (3.9)$$

где η_6 - коэффициент использования вертикальных электродов;

η_z - коэффициент использования горизонтальных электродов.

Для 44 вертикальных электродов, при контурном заземлении, коэффициент использования электродов: $\eta_6 = 0,41$; $\eta_z = 0,21$ [23].

$$R_{zp} = \frac{21,855 \cdot 0,211}{21,855 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,211 \cdot 0,21} = 0,423 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление контура заземления меньше допустимого согласно ПУЭ значения 0,5 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 44 вертикальных электродов длиной 3,5 м из угловой стали 50x50 мм, расстояние между вертикальными электродами 3,64 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50x5 мм.

3.3 Защита окружающей среды

Охрана окружающей среды имеет большое значение в работе ПС. Электрическая часть ПС также должна проектироваться, эксплуатироваться и ремонтироваться с условиями причинения наименьшего ущерба окружающей среде [29].

Электрооборудование должно по возможности, при прочих равных условиях, выбираться так, чтобы минимизировать ущерб окружающей среде (экологичные и долговечные материалы, герметичное необслуживаемое электрооборудование, увеличенный срок ТО и ремонта электрооборудования и т.д.).

В данном случае для проектирования электроснабжения предприятия используется оборудование и технические решения, соответствующие ГОСТ Р 54906-2012 по экологически ориентированному проектированию.

Основные источники электромагнитного излучения по возможности экранируются металлическими экранами для минимизации воздействия на живые организмы.

Значительную экологическую опасность при эксплуатации и ремонте электрооборудования представляет трансформаторное масло. Для предотвращения загрязнения им окружающей среды устанавливаются специальные маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Также это увеличивает и пожарную безопасность.

В целом, охрана окружающей среды на ПС в соответствии с действующими нормативными документами обеспечивает достаточный уровень экологической безопасности.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был произведен расчет проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ Геологическая. Выполнены следующие задачи:

- систематизированы и проанализированы характеристики действующей электрической части ПС;
- определены максимальные нагрузки и проведена проверка силовых трансформаторов по допустимой нагрузке;
- проведен расчет токов короткого замыкания;
- выбрано и проверено оборудование электрической части ПС;
- выбран современный терминал микропроцессорной релейной защиты, рассчитаны уставки защит;
- рассмотрены вопросы безопасности, охраны труда и экологичности проекта;
- произведен расчет заземляющего устройства.

Выбранное оборудование проверено по длительному рабочему току и напряжению, электродинамической и термической стойкости. Величины токов и напряжений не превышают допустимых значений, определённых для выбранного типа оборудования. Современное оборудование имеет большой коммутационный и технический ресурс, высокую надежность в работе, низкую трудоемкостью проведения ремонтных работ и большой межремонтный цикл, соответствует природоохранным и противопожарным требованиям.

Проведение реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ Геологическая согласно данному проекту позволит снизить аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2015. 256 с.
2. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. - М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Энергия, 2018. 66 с.
5. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 вольт / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2015. - 416 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2017. 352 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
9. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения / Г.Р. Миллер. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
10. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
11. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
12. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. - М.: Лань, 2016. 400 с.

13. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2018. 648 с.
14. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Энергия, 2018. 45 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования– М.: Энергия, 2018. 69 с.
16. Реконструкция ПС 110/10 кВ Геологическая. Проектная документация, 2019. 107 с.
17. Сибикин Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 384 с.
18. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. 480 с.
19. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
20. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2016. 288 с.
21. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2015. 216 с.
22. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. Учебное пособие / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2017. 216 с.
23. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
24. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Энергия, 2017. 387 с.

25. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
26. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
27. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2015, №2. p. 44-50.
28. Ferris L.D., King B.G., Spens P.W. Effect of electric shock on the heart // El. Eng. Vol. 55. P. 498. Trans AIEE. 2016. Vol. 6. P. 498-515.
29. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 25.03.2020).
30. Онлайн-электрик. [Электронный ресурс]. – <https://online-electric.ru/> (дата обращения: 25.03.2020).