

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
110/10 кВ «Баженово»

Студент

С.Л. Вилков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Выполнен анализ объекта реконструкции – подстанции 110/10 кВ «Баженово» позволивший сформулировать цели и задачи выпускной квалификационной работы.

Выполнен расчет необходимой мощности силовых трансформаторов для подстанции «Баженово». Проведен технико-экономический расчет двух вариантов силовых трансформаторов. Для установки на подстанции выбрано два силовых трансформатора марки ТМН 6300/110/10. В соответствии с электрической схемой ОРУ 110 кВ – 110 4Н, выбраны разъединители и вакуумные выключатели, а также трансформаторы тока. Для установки в распределительном устройстве 10 кВ выбраны вакуумные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для соединения оборудования выбраны гибкие токопроводы на стороне 110 и 10 кВ.

Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок микропроцессорной релейной защиты марки Сириус-Т, производства ООО «ЭКРА».

Для питания потребителей собственных нужд подстанции выполнен расчет мощности потребителей собственных нужд и выбраны трансформаторы ТМ 40/10/0,4 кВ.

Выполнен расчет молниезащиты и заземления подстанции «Баженово».

Пояснительная записка состоит из 68 страниц печатного текста формата А4, содержит 23 таблицы и 7 рисунков, графическая часть выполнена на шести листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. Описание объекта выпускной квалификационной работы	6
2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции	11
2.1 Базовый вариант установки двух силовых трансформаторов ТМН 2500/110/10.....	16
2.2 Альтернативный вариант установки двух силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10.....	22
2.3. Сравнительный анализ базового и альтернативного вариантов	27
3. Расчет токов короткого замыкания	28
3.1 Расчет трехфазного тока короткого замыкания.....	28
3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания	32
3.3 Обобщение результатов расчета токов короткого замыкания	35
4. Выбор оборудования подстанции 110/10 кВ «Баженово».....	37
4.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	37
4.2 Выбор разъединителей на высокую сторону 110 кВ.....	41
4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	41
4.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	45
4.5 Выборка ограничителей напряжения	46
4.6 Расчет гибких шин на стороне высокого напряжения (110кВ).....	46
4.7 Выбор токопровода на 10кВ	48
5. Релейная защита трансформаторов подстанции «Баженово».....	49
5.1 Определение уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	49
6. Собственные нужды подстанции «Баженово».....	54
7. Расчет заземления	56
8. Расчет молниезащиты подстанции.....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	64

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль является основополагающей отраслью развития народного хозяйства страны. Условием развития объектов народного хозяйства является соблюдение опережающих темпов развития электроэнергетики. Строительство новых и реконструкция старых подстанций должна основываться на прогнозах развития регионов страны и районов питания подстанций, в частности.

Большая часть подстанций в России строилась во второй половине 20 века и на сегодняшний момент находятся в неудовлетворительном техническом состоянии. При этом развитие техники находится в настоящий момент на совершенно ином уровне. Появляются новые типы оборудования, новые технологии строительства, проектирования и эксплуатации подстанций, которые позволяют снизить риски развития аварийных ситуаций и существенно повышают надежность электроснабжения потребителей. Поэтому выполнение выпускной квалификационной работы, направленной на повышение надежности электроснабжения потребителей невозможно без изучения и анализа мирового и отечественного опыта в проектировании подстанций.

Проведенный анализ объекта выпускной квалификационной работы показал, что подстанция 110/10 кВ «Баженово» находясь в эксплуатации с 1971 года, не способна обеспечить нормальное функционирование питаемого района. Ограничения по перегрузочной способности силовых трансформаторов подстанции, находящихся в эксплуатации с момента запуска ПС в работу, не дают возможности осуществления новых технологических присоединений. При этом загрузка силовых трансформаторов подстанции, определенная в пункте 1 (Таблица 3.) говорит о высоком уровне потерь в силовых трансформаторах. Поэтому повышение надежности электроснабжения, питаемого подстанцией «Баженово» района, требует проведения реконструкции подстанции и замены силовых

трансформаторов, коммутационного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, молниезащиты ПС и заземления ПС.

Исходя из актуальности ВКР и проведенного анализа объекта реконструкции сформулирована цель ВКР.

Целью ВКР является повышение надежности функционирования подстанции за счет замены оборудования исчерпавшего эксплуатационный ресурс.

Исходя из поставленной цели ВКР, в рамках выполнения ВКР предлагается решить следующие задачи.

1. Провести анализ загрузки подстанции и перспективы роста мощности питаемого района.
2. Выбрать современное оборудование подстанции.
3. Выполнить расчет системы заземления и молниезащиты.

1. Описание объекта выпускной квалификационной работы

Объектом выпускной квалификационной работы является подстанция 110/10 кВ «Баженово». План расположения подстанции 110/10 кВ «Баженово» представлен на рисунке 1. Подстанция «Баженово» расположена вблизи посёлка Степина, Байкаловского района, Свердловской области.



Рисунок 1 - План расположения подстанции 110/10 кВ «Баженово»

Размеры подстанции 37 м×30 м, площадь подстанции составляет 1110 м². Габаритные размеры и площадь подстанции необходимы для компоновки оборудования подстанции после реконструкции, расчета молниезащиты и заземления подстанции.

По данным эксплуатирующей организации на подстанции «Баженово» установлено два силовых трансформатора: Т1 – ТМН 6300/110/10 кВ; Т2 – ТМ 2500/110/10 кВ.

Установленная мощность подстанции «Баженово» 110/10 кВ, по данным эксплуатирующей организации, составляет 8,8 МВА.

В настоящее время доступ на технологическое присоединение к подстанции «Баженово» полностью закрыт. Хотя по данным эксплуатирующей организации и проведенным замерам мощности в характерные дни зимнего максимума и летнего минимума загрузка трансформаторов не достигла номинального значения для двух трансформаторной подстанции 70%.

Суммарная установленная мощность подстанции составляет $P_{уст} = 8,8 \text{ МВА}$. Данные замеров мощности представлены в таблице 1.1.

Таблица 1 - Данные замеров мощности подстанции «Баженово»

Трансформатор	Установленная мощность, МВА	Существующая нагрузка по замерам	
		Зимний максимум, МВт	Летний минимум, МВт
T1	6,3	1,257	0,667
T2	2,5	0,817	0,285

Для сетей напряжением 110 кВ нормируемое значение коэффициента мощности согласно нормативным документам ПАО «РОССЕТИ» составляет 0,95. Составим таблицу 2 для определения существующей загрузки трансформаторов подстанции «Баженово».

Таблица 2 - Существующая загрузка трансформаторов

Трансформатор	Установленная мощность, МВА	Коэффициент мощности	Существующая нагрузка по замерам	
			Зимний максимум, МВА	Летний минимум, МВА
T1	6,3	0,95	1,32	0,7
T2	2,5		0,915	0,3

Определим существующие коэффициенты загрузки и составим таблицу

3.

Таблица 3 - Коэффициенты загрузки трансформаторов подстанции «Баженово»

Трансформатор	Установленная мощность, МВА	Нормируемый коэффициент загрузки	Существующая коэффициенты загрузки	
			Зимний максимум	Летний минимум
T1	6,3	0,7	0,21	0,11
T2	2,5	0,7	0,38	0,12

По данным эксплуатирующей организации заявки на технологические присоединения не принимаются из-за условий ограничения нагрузочной способности силовых трансформаторов. Так как подстанция была введена в эксплуатацию в 1971 году, и с момента ее ввода прошло 49 лет, а срок службы трансформаторов составляет 25-30 лет при условии соблюдения нормативов загрузки и отсутствия аварийных ситуаций и перегрузок силового трансформатора в режиме эксплуатации, то требуется проведение реконструкции объекта с заменой установленных в настоящее время силовых трансформаторов T1 и T2. Наличие ограничений на технологическое присоединение объясняет текущую недогрузку силовых трансформаторов T1 и T2 подстанции «Баженово» 110/10 кВ.

Дополнительным основанием для проведения реконструкции подстанции 110/10 кВ «Баженово» является увеличение потерь активной мощности и снижения коэффициента мощности $\cos \varphi$ в сети из-за потребления силовым трансформатором в режиме недогрузки реактивной мощности. Поэтому реконструкция подстанции выполненная исходя из условий оптимального выбора мощности и числа силовых трансформаторов позволит не только повысить надежность электроснабжения потребителей

питаемого района, но и снизить потери мощности в сети и повысить качество электрической энергии, что в совокупности окажет благоприятный эффект на потребителей и энергоснабжающую организацию.

Однако для района, питаемого подстанцией 110/10 кВ «Баженово», необходимо определить возможный, перспективный рост нагрузки на ближайший период 10 лет. Это позволит учесть рост нагрузки при выборе мощности силовых трансформаторов, а также разработать мероприятия по повышению эффективности, т.е. снижению потерь в сети.

По данным эксплуатирующей организации в настоящее время принято и находятся на исполнении заявки на технологическое присоединение в размере 0,06 МВт или 0,065 МВА. Это достаточно низкая мощность для подстанции. С учетом принятых на данный момент заявок общая мощность подстанции составит для зимнего максимума 2,3 МВА.

Предлагается учесть возможный рост заявок на технологическое присоединение в размере 0,065 МВА ежегодно с увеличением на 15%. Построим график роста мощности по заявкам на технологическое присоединение изображенный на рисунке 2.

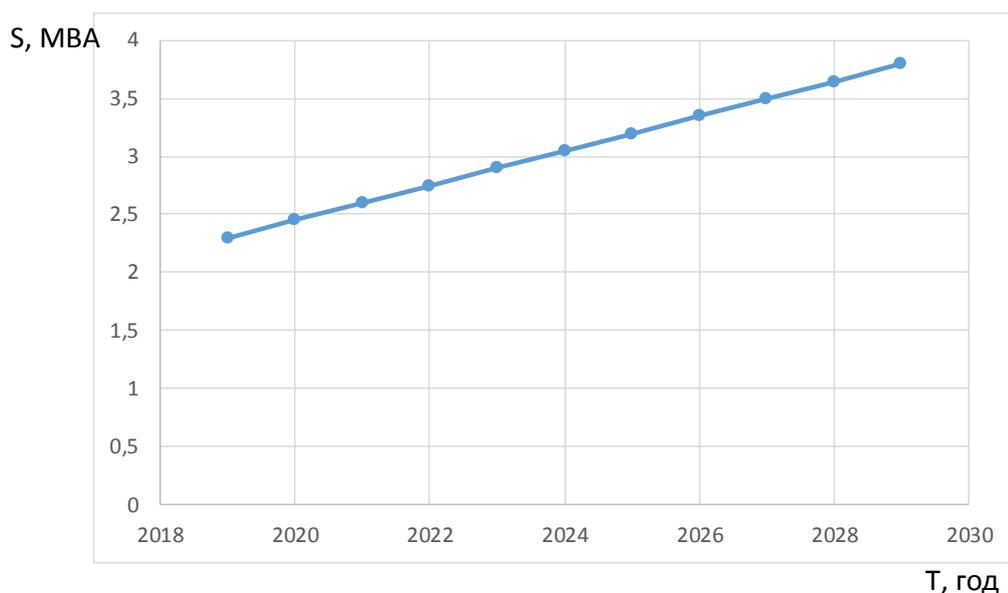


Рисунок 2 -График перспективного роста заявок на технологическое присоединение к подстанции 110/10 кВ «Баженово»

Для графика, представленного на рисунке 2, в таблице 4 показаны числовые значения.

Таблица 4 - Данные о перспективе роста мощности на подстанции 110/10 кВ «Баженово»

Год	Мощность подключенных потребителей, МВА	Прирост мощности за год, МВА	Прирост мощности за год, %
2019	2,3	0	0
2020	2,4495	0,1495	6,5
2021	2,599	0,1495	6,103286385
2022	2,7485	0,1495	5,752212389
2023	2,898	0,1495	5,439330544
2024	3,0475	0,1495	5,158730159
2025	3,197	0,1495	4,905660377
2026	3,3465	0,1495	4,676258993
2027	3,496	0,1495	4,467353952
2028	3,6455	0,1495	4,276315789
2029	3,795	0,1495	4,100946372
2030	3,9445	0,1495	3,939393939

Таким образом, с учетом перспектив развития, будем считать мощность подстанции равной 4 МВА. Эту величину будем использовать при определении числа и выборе типа и силовых трансформаторов на подстанции 110/10 кВ «Баженово» при реконструкции.

2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции

Проведенный в пункте 1 выпускной квалификационной работы анализ текущего состояния и загрузки силовых трансформаторов, а также проведенный анализ перспективы роста мощности потребителей показал невозможность использования трансформаторов, которые установлены на подстанции 110/10 кВ «Баженово» в настоящее время.

Определенная полная мощность потребителей с учетом перспективы роста составила 4 МВА. Данная мощность характерна для зимнего максимума нагрузки. Так как данная мощность является максимальной для рассматриваемой подстанции, то согласно методическим рекомендациям по выбору типа, числа и мощности трансформаторов [20] данная мощность будет использована в последующих расчетах.

Согласно методическим рекомендациям [20] выбор мощности трансформаторов выполняется исходя из следующего условия:

$$S_{\max} \cdot k_z \approx S_T, \quad (1)$$

где S_{\max} - максимальная мощность потребителей, МВА;

k_z - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

S_T - номинальная паспортная мощность силового трансформатора, МВА.

Для рассматриваемой в рамках выполнения ВКР подстанции 110/10 кВ «Баженово» условие 1 примет вид:

$$4 \cdot 0,7 \approx 2,8. \quad (2)$$

Из выражения (2) получено, что мощность силового трансформатора, при условии установки на подстанции двух силовых трансформаторов должна быть $S_T \geq 2,8(МВА)$.

Анализ каталогов производителей силового трансформаторного оборудования ООО «Тольяттинский трансформатор» [7] и АО «Группа

«СВЭЛ» [8] позволил определить тип и мощность силовых трансформаторов, которые могут быть выбраны в качестве базового и альтернативного вариантов установки на подстанции 110/10 кВ «Баженово». В каталогах производителя силового трансформаторного оборудования АО «Группа «СВЭЛ», силовые трансформаторы с мощностью до 25 МВА на напряжение 110/10 кВ отсутствуют. В каталоге производителя ООО «Тольяттинский трансформатор» трансформаторы требуемой мощности и класса напряжения присутствуют. Определи из каталога [7] возможные варианты. Результаты анализа каталогов крупнейших отечественных производителей силового трансформаторного оборудования представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Результаты анализа подходящих вариантов силовых трансформаторов (по производителям)

Производитель	Тип трансформатора	Номинальная паспортная мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения обмоток ВН/НН, кВ/кВ
АО «Группа «СВЭЛ»	Данные о требуемых силовых трансформаторах отсутствуют		
ООО «Тольяттинский трансформатор»	ТМН	2,5	110/10
	ТМН	6,3	110/10

При реконструкции подстанции 110/10 кВ «Баженово», будем стараться использовать силовые трансформаторы одинаковой мощности и типа. Оба силовых трансформаторов производства ООО «Тольяттинский трансформатор» удовлетворяют условиям выбора и могут быть использованы на подстанции. В качестве базового варианта рассмотрим вариант с установкой на подстанции двух силовых трансформаторов марки

ТМН 2500/110/10, а в качестве альтернативного варианта рассмотрим установку двух силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10.

Оба варианта силовых трансформаторов имеют одинаковую систему охлаждения типа М-естественная циркуляция масла, а также имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), в типе силового трансформатора указано буквой (Н) – поэтому данные трансформаторы могут быть установлены на подстанции 110/10 кВ «Баженово». Выполним расчет базового и альтернативного варианта установки силовых трансформаторов и выполним их сравнение. Для этого надо на первом этапе составить годовой график полной и активной мощности для подстанции 110/10 кВ «Баженово» с учетом перспективы роста нагрузки потребителей. Для этого воспользуемся типовыми годовыми графиками мощности для различных типов потребителей представленных в методических указаниях [20]. Для рассматриваемой подстанции наиболее подходящим является головной график нагрузки для сельскохозяйственной нагрузки. Данный график построен с учетом сезонности роста нагрузки. Годовой график полной мощности на подстанции 110/10 кВ «Баженово» представлен на рисунке 3. На рисунке 4 представлен годовой график активной мощности построенный с учетом коэффициента мощности, принятого в пункте 1 ВКР.

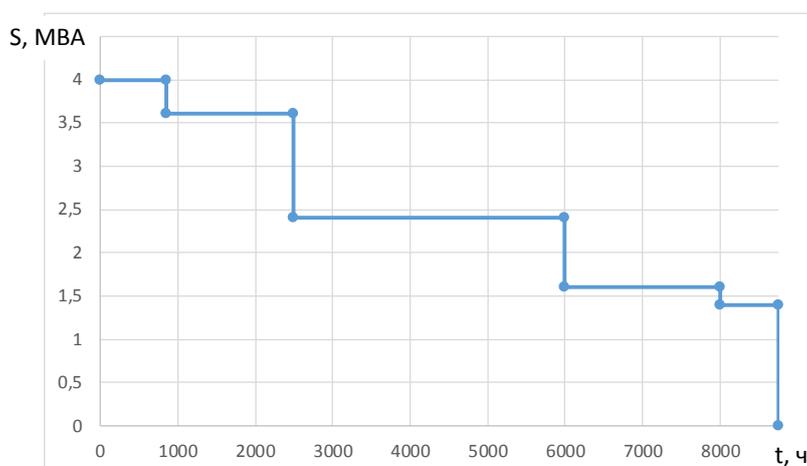


Рисунок 3 - Упорядоченный годовой график полной мощности

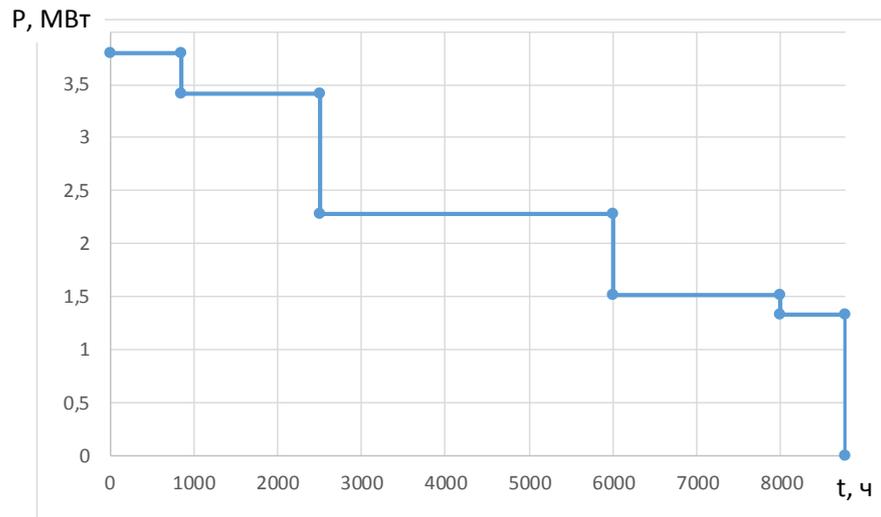


Рисунок 4 - Упорядоченный годовой график активной мощности

Данные для графиков представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Данные годовых графиков полной и активной мощности для подстанции 110/10 кВ «Баженово»

Номер ступени	Продолжительность ступени годового графика нагрузки, ч	Полная мощность ступени графика, МВА	Активная мощность ступени графика, МВт
1.	850	4	3,8
2.	1650	3,6	3,42
3.	3500	2,4	2,28
4.	2000	1,6	1,52
5.	760	1,4	1,33
Итого: 8760 ч			

Выполним анализ годовых упорядоченных графиков нагрузки подстанции «Баженово» представленные на рисунках 3 и 4.

Анализ годовых графиков нагрузки подстанции 110/ кВ «Баженово» выполним согласно методике представленной в [Степкина].

Определим энергию потребляемую на подстанции. Для этого воспользуемся данными графика представленного на рисунке 4, таблицей 6 и выражением:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_i, \quad (3)$$

где P_{in} - значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, МВт; t_i -длительность каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, ч.

Результаты расчета по выражению (3) представим в табличной форме, таблица 7.

Таблица 7 - Расчет годового потребления энергии

Номер ступени	Продолжительность ступени годового графика нагрузки, ч	Активная мощность ступени графика, МВт	Энергия потребляемая подстанцией, МВт·ч
1.	850	3,8	3230
2.	1650	3,42	5643
3.	3500	2,28	7980
4.	2000	1,52	3040
5.	760	1,33	1010,8
	Итого: 8760 ч		20903,8

Определим параметры годового графика нагрузок подстанции 110/10 кВ «Баженово».

Продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}^{max}} = \frac{20903,8}{3,8} = 5501 \text{ ч.} \quad (4)$$

где $W_{ПС}$ - годовое потребление энергии, итоговое значение таблицы 7, МВт·ч

$P_{ПС}^{max}$ - максимальное значение активной мощности подстанции согласно годового графика нагрузки (таблица 7, ступень 1), МВт.

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки подстанции:

$$k_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5501}{8760} = 0,6279. \quad (5)$$

2.1 Базовый вариант установки двух силовых трансформаторов ТМН 2500/110/10

Рассмотрим вариант с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТМН 2500/110/10 кВ. Паспортные данные выбранных трансформаторов производства ООО «Тольяттинский трансформатор» согласно каталожным данным [Каталог ТТ] представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Паспортные данные трансформатора ТМН 2500/110/10 кВ

Марка	$S_{номТ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$u_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$i_{хх}$, %
ТМН	2500	115	10,5	11,5	22	3,9	0,6

Определим коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{max}}{S_{номТ}} = \frac{3800 [кВА]}{2500 [кВА]} = 1,52 \quad (6)$$

Хотя значение коэффициента загрузки превышает нормативный коэффициент перегрузки равный 1,4, что означает невозможность обеспечить питание всех потребителей подстанции при условии выхода одного из трансформаторов в ремонт или повреждении. Условие, при котором возможно продолжение питания всех потребителей является снижение нагрузки на подстанции. В данном случае могут быть отключены потребители третьей категории надежности, однако восстановление питания потребителей должно быть минимальным. Рассмотрим остальные критерии выбора трансформатора марки ТМН 2500/110/10 и примем решение о возможности использования данного трансформатора опираясь на все данные анализа.

Определим потери реактивной мощности в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,6}{100} \cdot 2500 = 15(\text{квар}), \quad (7)$$

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{11,5}{100} \cdot 2500 = 287,5(\text{квар}), \quad (8)$$

Приведенные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

$$P'_к = \Delta P_{кз} + k_{un} \cdot Q_{кз} = 22 + 0,05 \cdot 287,5(\text{кВт}), \quad (9)$$

где k_{un} - коэффициент изменения потерь, принят равным 0,05 согласно [20].

Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 3,9 + 0,05 \cdot 15 = 4,65(\text{кВт}), \quad (10)$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе складывается из рассчитанных ранее значений, полученных в выражениях (6,9,10):

$$P'_T = P'_x + k_s^2 \cdot P'_k = 4,65 + 1,52^2 \cdot 287,5 = 88,69 (\text{кВт}). \quad (11)$$

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТМН 2500/110/10 кВ. Для этого воспользуемся годовым упорядоченным графиком нагрузки представленном на рисунке 4 и данными таблицы 7.

Определим потери энергии на подстанции по выражению:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{x_i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{k_i}, \quad (12)$$

Потери энергии на подстанции складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{x_i} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{x_i} \cdot T_i, \quad (13)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{k_i} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{s_i} \cdot T_i, \quad (14)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок. Результаты расчета представлены в таблице 8.

Для снижения потерь в силовых трансформаторах подстанции необходимо определить экономически эффективную мощность, которая важна с точки зрения обеспечения оптимального режима работы подстанции. Значение экономически эффективной мощности подстанции позволит определить возможность отключения одного из трансформаторов на

определенной ступени графика нагрузки. Экономически эффективная мощность подстанции определяется из выражения:

$$S_{эПС} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}}, \quad (15)$$

где n - число трансформаторов установленных на подстанции.

$$S_{эПС} = 2500 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{4,65}{36,375}} = 1264 \text{ (кВА)}. \quad (16)$$

В выражении (16) получено значение экономически эффективной мощности, используя это значение, в таблице 9 будет определяться число трансформаторов работающих на i -той ступени годового графика нагрузки подстанции S_i . Число трансформаторов определяется исходя из условия:

если $S_{эПС} \geq S_i$, то один из трансформаторов отключается;

если $S_{эПС} \leq S_i$, то в работе остаются оба трансформатора.

Это позволит оптимизировать режим работы подстанции.

Таблица 9 - Результаты расчета потерь в трансформаторе ТМН 2500/110/10 кВ

Номер ступени i	S_i , кВА	n	t_i , ч	ΔP_{xi} , кВт	k_{zi}	ΔP_{ki} , кВт
1	4000	2	850	7905	1,6	39576
2	3600	2	1650	15345	1,44	62227,44
3	2400	2	3500	32550	0,96	58665,6
4	1600	2	2000	18600	0,64	14899,2
5	1400	2	760	7068	0,56	4334,736
			8760	81468		179702,976
			Итого $\Delta W_{\text{ПС}}$	261170,976		

Определим экономические показатели варианта с установкой на подстанции двух силовых трансформаторов ТМН 2500/110/10 кВ. Для этого на первом этапе определим стоимость кВт·ч электрической энергии:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{832}{5501} + 1,311 = 1,46 (\text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (17)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа, принята равной 832;

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа, принята равной 1,311.

Стоимость потерь электрической энергии найдем как произведение суммарного значения потерь из таблицы 8 на стоимость 1 кВт·ч.

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{\text{ПС}}, \quad (18)$$

$$I_3 = 1,46 \cdot 261170,976 = 381\,896 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность установки силового трансформатора определяется исходя из величины приведенных затрат. Для этого определим значение годовых отчислений:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 5000000 = 470000 (\text{руб}), \quad (19)$$

где $p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений может быть принят равным 0,094 для силового электротехнического оборудования напряжением 35-500 кВ;

K – стоимость одного силового трансформатора марки ТМН 2500/110/10.

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_3, \quad (20)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 5000000 + 470000 + 381896 = 2351896 (\text{руб}),$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, может быть принят равным 0,15.

Значение приведенных затрат, будет полученное для варианта с силовыми трансформаторами ТМН 2500/110/10 будет использовано при сравнении с альтернативным вариантом установки силовых трансформаторов марки ТМН 6300/110/10.

2.2 Альтернативный вариант установки двух силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10

Рассмотрим альтернативный вариант с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТМН 6300/110/10 кВ. Паспортные данные выбранных трансформаторов производства ООО «Тольяттинский трансформатор» согласно каталожным данным [7] представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Паспортные данные трансформатора ТМН 6300/110/10 кВ

Марка	$S_{номТ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$u_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$i_{хх}$, %
ТМН	6300	115	10,5	10,5	35	6,5	0,56

Определим коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_z = \frac{S_{max}}{S_{номТ}} = \frac{3800 [кВА]}{6300 [кВА]} = 0,6 \quad (21)$$

Значение коэффициента загрузки не превышает нормативный коэффициент перегрузки равный 1,4, однако значение коэффициента достаточно низкое, что может повлечь за собой повышенные потери в трансформаторе. Однако, низкий коэффициент загрузки позволит выполнить

подключение новых потребителей к подстанции, а в случае аварийной ситуации даже один трансформатор сможет обеспечить питание всех подключенных потребителей. Рассмотрим остальные критерии выбора трансформатора марки ТМН 6300/110/10 и примем решение о возможности использования данного трансформатора опираясь на все полученные значения.

Методика расчета аналогична методике расчета, представленной в п.2.1, поэтому для сокращения расчетов составим таблицы с полученными значениями. Используя выражения (7) - (11) заполним таблицу 11.

Таблица 11 - Результаты расчета

Наименование параметра	Полученное значение	Выражение для определения значения
Приведенные потери активной мощности в	33,0310194	(11)
Коэффициент загрузки силового трансформатора	0,603174603	(6)
Приведенные потери мощности в в режиме холостого хода	8,264	(10)
Потери реактивной мощности в режиме холостого хода	35,28	(7)
Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания	68,075	(9)
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания	661,5	(8)

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТМН 6300/110/10 кВ. Для этого воспользуемся годовым упорядоченным графиком нагрузки представленном на рисунке 4 и данными таблицы 7. Для этого по аналогии с п.2.1 воспользуемся выражениями (12) – (14) и заполним по результатам расчета таблицу 12.

Экономически эффективная мощность при установке на подстанции «Баженово» двух трансформаторов марки ТМН 6300/110/10 кВ определяется по выражению (15):

$$S_{\text{эпс}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{8,264}{68,075}} = 3104 (\text{кВА}). \quad (22)$$

В выражении (23) получено значение экономически эффективной мощности, используя это значение, в таблице 12 будет определяться число трансформаторов работающих на i -той ступени годового графика нагрузки подстанции S_i . Число трансформаторов определяется исходя из условия:

если $S_{\text{эпс}} \geq S_i$, то один из трансформаторов отключается;

если $S_{\text{эпс}} \leq S_i$, то в работе остаются оба трансформатора.

Таблица 12 - Результаты расчета потерь в трансформаторе ТМН 6300/110/10 кВ

Номер ступени i	S_i , кВА	n	t_i , ч	ΔP_{xi} , кВт	k_{zi}	ΔP_{ki} , кВт
1	4000	2	850	14048,8	0,634920635	11663,13933
2	3600	2	1650	27271,2	0,571428571	18338,57143
3	2400	1	3500	28924	0,380952381	34577,77778
4	1600	1	2000	16528	0,253968254	8781,657848
5	1400	1	760	6280,64	0,222222222	2554,91358
			8760	93052,64		75916,05996
			Итого $\Delta W_{\text{ПС}}$	168968,7		

Определим экономические показатели варианта с установкой на подстанции двух силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10 кВ. Стоимость электрической энергии такой же как и в базовом варианте $C_e = 1,46$ (руб / кВт·ч),:

Стоимость потерь электрической энергии по выражению (19):

$$I_e = 1,46 \cdot 168968,7 = 247073,7 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность установки силового трансформатора определяется исходя из величины приведенных затрат. Для этого определим значение годовых отчислений:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 6500000 = 611000 \text{ (руб)},$$

где $p_{\text{сум}}$ - суммарный коэффициент отчислений может быть принят равным 0,094 для силового электротехнического оборудования напряжением 35-500 кВ;

K - стоимость одного силового трансформатора марки ТМН 6300/110/10.

Приведённые затраты определяются по выражению (21):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 6500000 + 611000 + 247073,7 = 2808074 \text{ (руб)},$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, может быть принят равным 0,15.

Значение приведенных затрат, полученное для варианта с силовыми трансформаторами ТМН 6300/110/10 будет использовано при сравнении с базовым вариантом трансформаторов марки ТМН 2500/110/10.

2.3. Сравнительный анализ базового и альтернативного вариантов

Проведенный расчет показателей базового и альтернативного вариантов установки трансформаторов позволяет выполнить их сравнительный анализ.

Определяющим показателем является сумма приведенных затрат. Для альтернативного варианта было получено:

$$Z_{np_a} = 2808074 \text{ руб.},$$

для базового варианта:

$$Z_{np_b} = 2351896 \text{ руб.}$$

Затраты на альтернативный вариант превышают затраты на базовый вариант:

$$\Delta Z_{np} = Z_{np_a} - Z_{np_b} = 2808074 - 2351896 = 456178 (\text{руб}).$$

Полученные значения коэффициентов загрузки трансформаторов в условии питания всех потребителей через один трансформатор показали, что в случае использования базового варианта на подстанции, коэффициент аварийной перегрузки будет превышать допустимый коэффициент аварийный перегрузки 1,4.

В нормальном режиме работы коэффициент загрузки трансформатора базового варианта будет равен:

$$k_{z_{ном}} = \frac{S_{max}}{2S_{номТ}} = \frac{3800[\text{кВА}]}{2 \cdot 2500[\text{кВА}]} = \frac{3800[\text{кВА}]}{5000[\text{кВА}]} = 0,76.$$

Значение номинального коэффициента превышает рекомендуемое значение для двухтрансформаторных подстанций поэтому для дальнейшей

разработки проекта реконструкции подстанции 110/10 кВ «Баженово»
примем установку двух трансформаторов марки ТМН 6300/110/10 кВ.

3. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполняется согласно методике, представленной в [15,18,20]. Расчет выполняется для уровня напряжения выше 1000 В, поэтому при составлении схем замещения учитываются только индуктивные сопротивления элементов.

3.1 Расчет трехфазного тока короткого замыкания

Для расчета трехфазного тока короткого замыкания необходимо составить схему замещения и расчетную схему. Расчетная схема представлена на рисунке 5. При составлении расчетной схемы принято во внимание, что трансформаторы на подстанции работают отдельно, на стороне 110 кВ переключки не замкнуты, на стороне 10 кВ секционный выключатель разомкнут. Данный режим является нормальным и может быть использован для расчета значений токов короткого замыкания. Включение трансформаторов на параллельную работу, вызовет рост токов короткого замыкания, однако данный режим не применяется на подстанции в нормальной работе.

Используя расчетную схему необходимо составить схему замещения, схема замещения для расчета трехфазных токов короткого замыкания представлена на рисунке 6.

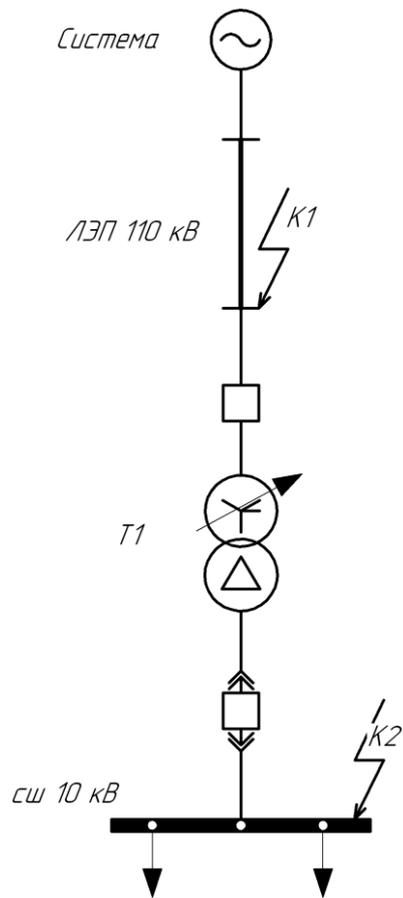


Рисунок 5 - Расчетная схема для определения значений трехфазных токов короткого замыкания

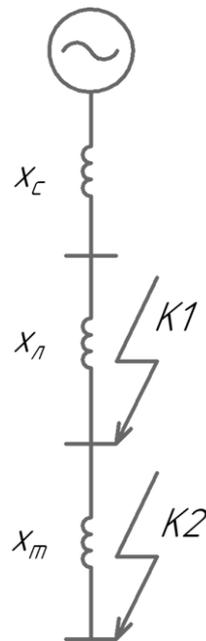


Рисунок 6 - Схема замещения для расчета трехфазных токов короткого замыкания

Расчет ТКЗ ведется в относительных единицах. Определим сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{*бС} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3400} = 0,294 \text{ о.е.} \quad (23)$$

где $S_{б}$ - базисная мощность, для удобства расчета принята 1000 МВА;

$S_{к}$ - мощность КЗ, для подстанций, удаленных от электростанций, может быть принята по мощности тока КЗ на шинах головной подстанции, для подстанции «Баженово» примем значение 3400 МВА.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{*бТ} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{6,3} = 16,667 \text{ о.е.} \quad (24)$$

Сопротивление питающей ЛЭП 110 кВ:

$$x_{*бЛ} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 71 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,147 \text{ о.е.} \quad (25)$$

где $x_{уд}$ - удельное сопротивление ЛЭП, для линий 110 кВ может быть принята 0,4 Ом/км;

l - длина ЛЭП до головной подстанции, для подстанции «Ермаковская» принятое значение 71 км;

$U_{ср}$ - средне номинальное напряжение ЛЭП, для ЛЭП 110 кВ принимаем значение 115 кВ.

Определим сопротивления до точек короткого замыкания согласно схеме замещения, представленной на рисунке 6.

Сопротивление до точки К1:

$$x_{*резК1} = x_{*бС} + x_{*бЛ} = 0,294 + 2,174 = 2,442 \quad (26)$$

Сопротивление до точки К2:

$$x_{*резK2} = x_{*резK1} + x_{*бT} = 2,442 + 16,667 = 19,108 \quad (27)$$

Действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{no} = \frac{E'_{*\delta}}{x_{*\deltaрез}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} \quad (28)$$

где S_{δ} – базисная мощность, МВА;

U_{δ} – базисное напряжение, кВ; $E'_{*\delta}$ – сверхпереходная ЭДС, о.е.; $x_{*\deltaрез}$ – результир

Для стороны ВН по выражению (28):

$$I_{noK1} = \frac{E'_{*\delta}}{x_{*\deltaрезK1}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1}{2,442} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,056 \text{ (кА)}.$$

Для стороны НН по выражению (28):

$$I_{noK2} = \frac{E'_{*\delta}}{x_{*\deltaрезK1}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1}{19,1018} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,857 \text{ (кА)}.$$

Определим ударный ТКЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_{y\delta}, \quad (29)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, для стороны ВН $k_{y\delta}=1,8$, для стороны НН $k_{y\delta}=1,94$.

Для стороны ВН по выражению (29):

$$i_{y\delta K1} = \sqrt{2} \cdot I_{noK1} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot 1,8 = 5,234 \text{ (кА)}.$$

Для стороны НН по выражению (28):

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{noK2} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,876 \cdot 1,94 = 7,895 \text{ (кА)}.$$

3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания

После определения значений трехфазных ТКЗ необходимо выполнить расчет несимметричных ТКЗ. Расчетная схема и расчетные точки для несимметричных ТКЗ соответствуют схеме, представленной на рисунке 5 для определения трехфазных ТКЗ. Для расчета несимметричных ТКЗ необходимо составить дополнительные схемы замещения – схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения, представленная на рисунке 6 является схемой замещения прямой последовательности. Схема замещения обратной последовательности аналогична схеме замещения прямой последовательности. Поэтому дополнительно необходимо составить схему замещения нулевой последовательности. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 7. Для схемы замещения нулевой последовательности используются только заземленные элементы, такими элементами для составленной расчетной схемы является силовой трансформатор, так как он имеет схемы соединения обмоток \star/Δ , поэтому результирующее сопротивление берется только до точки К1. Расчет ТКЗ по схеме нулевой последовательности не выполняется для расчетной точки К2, так как результирующее сопротивление будет очень большим и соответственно ТКЗ будет очень низким и не принимается во внимание при определении аварийных режимов.

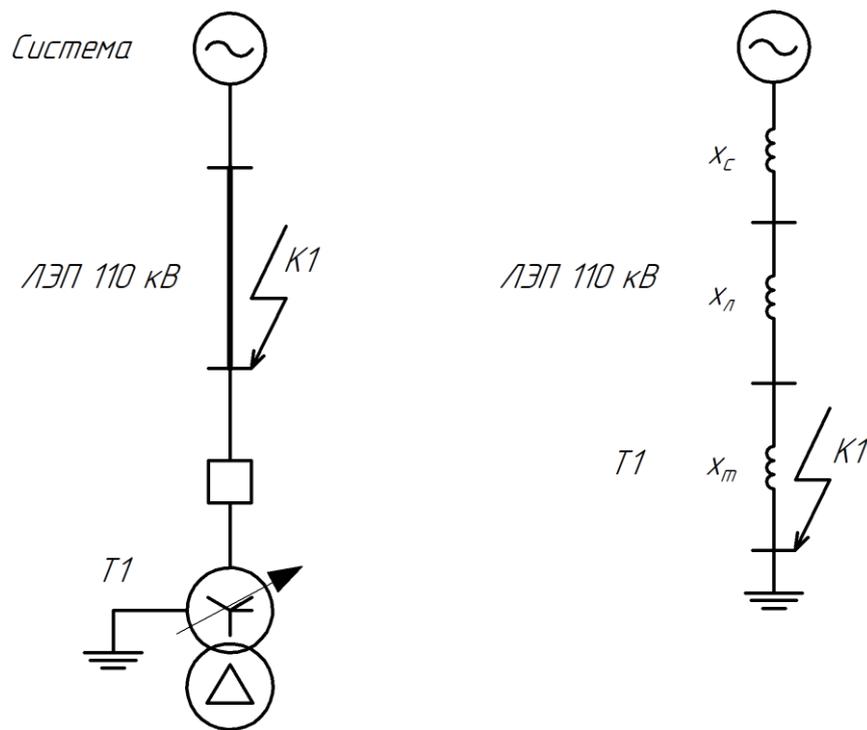


Рисунок 7 - Расчетная схема и схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление питающей ЛЭП для схемы нулевой последовательности:

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} \quad (30)$$

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot 2,147 = 7,516$$

Сопротивление нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ можно принять равным сопротивлению схемы замещения прямой последовательности $x_{*T0} \approx x_{*ТВН}$. Тогда результирующее сопротивление нулевой последовательности до точки K1:

$$x_{*0\text{рез}K1} = x_{*c} + x_{*0л} + x_{*T0} \quad (31)$$

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,294 + 7,516 + 16,667 = 24,477$$

Базисный ток на стороне ВН:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026(\text{кА}) \quad (32)$$

Однофазный ТКЗ в точке К1 в начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1} + x_{*0 \text{рез} K1}} \quad (33)$$

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441 + 24,447} = 0,513 \text{ кА}$$

Ударный ток однофазного КЗ:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} \quad (34)$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,513 \cdot 1,8 = 1,3 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного КЗ на землю в расчетной точке К1 в начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{* \text{рез} K1} + 2 \cdot x_{*0 \text{рез} K1}} \quad (35)$$

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2,441 + 2 \cdot 24,476} = 0,293 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} \quad (36)$$

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,293 \cdot 1,8 = 1,058 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазный КЗ в расчетной точке К1 начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1}} \quad (37)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441} = 1,781 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} \quad (38)$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,781 \cdot 1,8 = 4,533 \text{ (кА)}$$

Базисный ток на стороне НН:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)} \quad (39)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К2 в начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta} \cdot E_{*\delta}''}{2 \cdot x_{*рез K1}} \quad (40)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,05 \cdot 1}{2 \cdot 19,108} = 2,492 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} \quad (41)$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 2,492 \cdot 1,94 = 6,837 \text{ кА}$$

3.3 Обобщение результатов расчета токов короткого замыкания

Для анализа результатов расчета ТКЗ составим таблицу 13.

Анализ результатов, представленных в таблице 13 показывает, что наибольшее значение получено для симметричных трехфазных токов КЗ для точек К1 и К2. Поэтому данные значения будут использованы при выборе и проверке высоковольтного оборудования подстанции 110/10 кВ «Баженово».

Таблица 13 - Результаты расчета ТКЗ на объекте

Расчетная точка	Расчетные значения ТКЗ			
	$I_{n0}^{(3)} / i_{y0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y0}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y0}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y0}^{(2)}$
К1	2,056/5,234	0,513/1,3	0,293/1,058	1,781/4,533
К2	2,857/7,895	-	-	2,492/6,837

Выбор коммутационных аппаратов производится с учетом рассчитанных токов короткого замыкания. При этом для высоковольтных выключателей учитывается как номинальный рабочий ток, так и ток в аварийном режиме. Для разъединителей и отделителей учитывается только рабочий ток. Правильный выбор коммутационного оборудования обеспечивает их надежное функционирование в течение длительного времени, что является одним из главных факторов, определяющих надежность электроснабжения в целом.

4. Выбор оборудования подстанции 110/10 кВ «Баженово»

4.1 Выбор высоковольтных выключателей

Высоковольтный выключатель является коммутационным аппаратом, предназначенным для включения и отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Современная промышленность выпускает различные виды высоковольтных выключателей. Основными являются элегазовые (SF_6) и вакуумные выключатели. Для использования в проекте реконструкции подстанции предлагается использовать вакуумные выключатели так как они имеют ряд преимуществ. К преимуществам вакуумных выключателей можно отнести:

1. Более высокую, по сравнению с элегазовыми выключателями электрическую прочность дугогасительного промежутка после гашения дуги, что говорит о том, что обратное загорание дуги будет иметь меньшую вероятность, а также будут отсутствовать возможные перенапряжения в сети, вызванные отключением токов КЗ.
2. Экологическую безопасность. Вакуумные выключатели экологически безопасны, так как при гашении дуги не выделяется никаких вредных и токсичных газов. При этом в элегазовых выключателях при нагревании элегаза до температуры $1000\text{ }^\circ\text{C}$ происходит образование токсичного соединения декафторид дисеры (S_2F_{10}).
3. Более высокая надежность эксплуатации при низких температурах. При снижении температуры, элегазовые выключатели необходимо подогревать, иначе будет теряться его электрическая прочность и могут возникать отказы отключения.

Все вышеперечисленные достоинства вакуумных выключателей позволяют сделать выбор в пользу вакуумных выключателей для использования в проекте реконструкции подстанции 110/10 кВ «Баженово».

4.1.1 Выбор выключателей 110 кВ

Определим параметры необходимые для выбора высоковольтного выключателя по данным каталогов производителя [10] и методикам выбора электрооборудования [2,14,16,17,19,20].

Номинальный ток выключателя определяется как максимальный ток, который может протекать в цепи при коэффициенте загрузки трансформатора 1,4:

$$I_{ном} = I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (42)$$

$$I_{ном} = I_{max} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ A}$$

Проверка на термическую стойкость выключателя, для этого нужно определить тепловой импульс при протекании максимального ТКЗ. Максимальным ТКЗ принято симметричный вид КЗ, трехфазное КЗ. Тепловой импульс определяется по выражению:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot t_a) \quad (43)$$

$$B_K = 2,056^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 1,057 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{no}^{(3)}$ - расчетный максимальный ТКЗ в точке К1 на стороне ВН, принят трехфазный ток КЗ согласно данным п.3.3 ВКР;

$t_{откл}$ - время отключения выключателя, предварительно принимается значение 0,2 с;

t_a - время действия релейной защиты, предварительно принимаем равным 0,05 с.

Максимальное значение апериодической составляющей в ТКЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{t_a}} \quad (44)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot e^{\frac{0,06}{0,05}} = 9,624 \text{ кА}$$

где $\tau = 0,01 + t_a = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$ время соответствующее максимальному значению аperiodической составляющей ТКЗ.

Рассмотрим в качестве высоковольтного выключателя в проекте реконструкции подстанции 110/10 кВ «Баженово» высоковольтный выключатель марки ВБП-110.

Таблица 14 - Сравнение данных выключателя ВБП–110 III–31,5/2000 УХЛ1 с расчетными

Расчетные значения	Данные из каталога производителя
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.выкл} = 110 \text{ кВ},$ $U_{max.выкл} = 126 \text{ кВ}$
$I_{ном} = I_{max} = 31,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 2,056 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{at} = 9,624 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 24 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} + i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,056 + 9,624 = 12,523 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) =$ $\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + \frac{0,3}{100}) = 44,55 \text{ кА}$
$I_{но}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{нрс} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 7,895 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 1,057 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВБП–110 III–31,5/2000 УХЛ1 [10] удовлетворяет условиям выбора и может быть использован на подстанции 110/10 кВ «Баженово».

4.1.2 Выбор силового выключателя на стороне 10 кВ

Выбор выключателя выполняется по методике аналогичной в п.4.1.1 по выражениям (42-44), по каталогу производителя [9]:

$$I_{\text{ном.выкл}} = I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485,55 \text{ A.}$$

$$B_K = (I_{\text{но}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} \cdot T_a) = 2,857^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 2,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{t_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,857 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 1,213 \text{ кА}$$

Таблица 15 - Исходные и расчетные данные выключателя ВВ/Tel-ISM15_LD2

Расчетные значения	Данные из каталога производителя
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.выкл}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.выкл}} = 485,55 \text{ A}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 2,857 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 1,213 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = 20 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 2,857 + 1,213 = 5,24 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 2,857 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 7,895 \text{ кА}$	$i_{\text{нрс}} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 2,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Коммутационный аппарат ВВ/Tel типа ISM15_LD2 производства ООО «Таврида-Электрик» [9] может быть принят к установке на стороне 10 кВ подстанции «Баженово».

4.2 Выбор разъединителей на высокою сторону 110 кВ

В соответствии со схемой ОРУ 110 кВ подстанции «Баженово» 110-4Н [3] разъединители устанавливаются в цепях приходящих линий – разъединитель с двумя заземляющими ножами, в цепи силового трансформатора – с одним заземляющим ножом и в ремонтной неавтоматической перемычке – разъединители с двумя заземляющими ножами. Методика выбора разъединителей представлена в [2,14,16,17,19,20], каталожные данные представлены в [6].

Таблица 16 - Исходные и расчетные данные разъединителя РГ-110/1000 УХЛ1

Расчетные значения	Данные из каталога производителя
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = I_{max} = 31,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 7,895 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 1,057 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Принимаем к установке разъединитель горизонтально-поворотного типа марки РГ-110/1000 УХЛ1, производства ЗАО «ЗЕТО».

4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

4.3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Расчетные значения для выбора трансформатора тока были определены

ранее, поэтому составим таблицу 17 с данными из каталога производителя и расчетные значения. Методика выбора измерительных трансформаторов тока представлена в [2,14,16,17,19,20]. Каталог производителя оборудования [4]

Таблица 17 - Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = I_{max} = 31,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
$i_{уд} = 7,895 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40 \text{ кА}$
$B_K = 1,057 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ примем элегазовый трансформатор тока ТОГФ-110-150/5 производства ЗАО «ЗЕТО». Вторичная нагрузка измерительных цепей представлена в таблице 18.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ

Устанавливаемые приборы	Тип (марка прибора)	Приходящая мощность на каждую фазу [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ваттметр	Д-315	1.5	0.5	-
Амперметр	Э-315	1	0.5	0.5
Итоговое значение		2.5	1	0.5

Мощность приборов равна 5 ВА;

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом;

Полное сопротивление вторичной нагрузки принимаем 1,2 Ом.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} \quad (45)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{25} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (46)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом}$$

Длина соединительных проводов с алюминиевыми жилами равна 65 метрам.

Сечение провода рассчитывается по формуле, представленной ниже.

Расчет сечения проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{\text{пр}}} \quad (47)$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,9} = 2,044 \text{ мм}^2$$

В итоге выбираем сечение провода 2,5 мм².

4.3.2 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ

Выбор трансформатора тока на низкой стороне, аналогичен выбору трансформатора тока на стороне 110 кВ, согласно методикам представленным в [2,14,16,17,19,20]. Паспортные данные измерительных трансформаторов тока взяты из каталога производителя [5]

Таблица 19 - Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ

$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 485,55 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,895 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 50 \text{ кА}$
$B_K = 2,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ

выбираем шинный трансформатор тока марки ТШЛ-10-500/5.

Нагрузка измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 20 - Нагрузка измерительного трансформатора тока

Устанавливаемые приборы	Тип (марка прибора)	Приходящая мощность на каждую фазу [МВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеритель активной мощности (Ваттметр)	Д-315	0.5	0.5	-
Измеритель силы тока (Амперметр)	Э-315	0.5	0.5	0.5
Счетчик активной мощности ($W_{актив}$)	САЧУ-И 678	2.5	2.5	-
Счетчик реактивной мощности ($W_{реактив}$)	САЧУ-И673М	2.5	2.5	-
Измеритель реактивной мощности (Варметр)	Д-325	0.5	0.5	-
Итоговое значение		6.5	6.5	0.5

Мощность приборов 11,0 ВА;

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом;

Полное сопротивление вторичной нагрузки принимаем 1,2 Ом.

Находим сопротивление прибора сопротивление проводов по выражениям (45-46):

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{11}{5^2} = 0,44 \text{ Ом}$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,1 - 0,44 = 0,66 \text{ Ом.}$$

Выбираем длину проводов (алюминиевых) для присоединений равной 40м, сечение провода определим по выражению

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,44} = 2,572 \text{ мм}^2 \quad (47)$$

В итоге выбираем сечение провода 4 мм². Данное сечение является стандартным.

4.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ установка трансформаторов напряжения не производится согласно схеме распределительного устройства, так как на стороне 110 кВ не выполняется учета электроэнергии. Весь учет выполняется на стороне 10 кВ. Поэтому для проекта реконструкции подстанции выберем измерительные трансформаторы напряжения только на стороне 10 кВ.

4.4.1 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Таблица 21 - Нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Марка прибора	Мощность [ВА]	N _к , кол-во катушек	cosφ	sinφ	N _п , кол-во приборов	Итоговая мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Счетчик активной мощности	Меркурий 234 ARTM	2	2	0.38	0.93	5	7.6	18.5
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 230ART	2	2	0.38	0.93	4	6.08	14.8
Измеритель реактивной мощности	Д-305	1.5	2	1	0	1	3	0
Измеритель активной мощности	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Измеритель	СВ3020	2	1	1	0	1	2	0

напряжения								
Итоговое значение							21.7	33.3

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (48)$$

$$S = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Принимаем измерительный трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-10-250.

4.5 Выборка ограничителей напряжения

Для защиты оборудования подстанции «Баженово» от перенапряжений предлагается использовать ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) типа ОПНп. На стороне 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-110, а на стороне 10 кВ выбираем ОПНп-10 кВ. На стороне 110 кВ ОПН устанавливается перед силовыми трансформаторами со стороны питающих линий для защиты от набегающих волн перенапряжений, а на стороне 10 кВ они устанавливаются в ячейках распределительного устройства 10 кВ.

4.6 Расчет гибких шин на стороне высокого напряжения (110кВ)

Для подключения оборудования на открытом распределительном устройстве выбираем гибкие шины, выполненные сталеалюминевым проводом. Значение максимального тока было определено в п.4.1. Сечение выбираем по экономической плотности тока. В п.2 ВКР было определено число часов максимальной нагрузки $T_m = 5501$. Опираясь на это значение примем $J_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$. Сечение гибких шин определим из выражения:

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{э}}}, \quad (49)$$

$$S = \frac{31,63}{1} = 31,63 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС 35/6,2 с длительно допустимым током 175 А.
 А. Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = 31,63 < I_{\text{дл.доп}} = 175 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость не производится, так как провода проложены открыто по территории открытого распределительного устройства (ОРУ).

Проверка на электродинамическую стойкость также нецелесообразна так как ТКЗ на составляет $I_{\text{но}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$, что в свою очередь удовлетворяется условию $I_{\text{н,0}} \leq 20 \text{ кА}$

Проверка гибкой ошиновки ОРУ на коронирование. Рассчитываем начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (50)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,92 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,42}}\right) = 40,7 \text{ кВ / см}$$

Далее найдем напряженность ЭП вблизи самого провода.

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.з}}}{r_0}} \quad (51)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,42 \cdot \lg \frac{300}{0,42}} = 33,925 \text{ кВ / см}$$

Запишем условия короны в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 33,925 = 36,3 \text{ кВ} / \text{см}$$

$$0,9 \cdot 36,27 = 36,6 \text{ кВ} / \text{см}$$

$$36,3 \leq 36,6 \text{ кВ} / \text{см}$$

Так как условие выполняется, то выбранный провод марки АС 35/6,2 не коронирует.

4.7 Выбор токопровода на 10кВ

Определим номинальный продолжительный ток на стороне НН:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ А.}$$

Определим ток в режиме допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 484,97 \text{ А.}$$

Определим сечение токопровода:

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{э}}} = \frac{346,41}{1} = 346,41 \text{ мм}^2.$$

Используя полученное значение и значения токов нормального и допустимого аварийного, а также данные производителей выберем для установки гибкий токопровод ТПЛА-10-1250-64 Т1. Номинальный ток данного гибкого токопровода составляет 1250 А, что удовлетворяет условиям максимального тока и номинального тока. Ток электродинамической стойкости данного токопровода 64 кА, что также удовлетворяет расчетным значениям проекта реконструкции подстанции «Баженово». Трехсекундный ток термодинамической стойкости для выбранной шины составляет 16 кА, тогда темический импульс:

$$B_K = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 16^2 \cdot 3 = 762 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетное значение составляет: $B_{\kappa} = 2,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, данное значение удовлетворяет.

5. Релейная защита трансформаторов подстанции «Баженово»

5.1 Определение уставок дифференциальной защиты трансформатора

В настоящее время для установки на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях не допускается использование устаревших устройств релейной защиты выполненных на электромеханических реле. В настоящее время рекомендуется использовать только микропроцессорные устройства релейной защиты. В России налажено производство современных микропроцессорных устройств релейной защиты, поэтому выбор микропроцессорных терминалов необходимо выполнить из базы отечественных производителей. Для защиты силового трансформатора на подстанции выберем терминал марки Сириус-Т. Расчет ДЗТ выполним в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет ДЗТ

Параметр	Выражение для определения параметра	Расчетное значение	
		Сторона ВН	Сторона НН
1	2	3	4
Первичный ток силового трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,82$

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока	K_I	$150 / 5 = 30$	$500 / 5 = 100$
Схема соединения измерительных ТТ и соответствующий коэффициент схемы	K_{cx}	Δ $\sqrt{3}$	Y 1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$	$\frac{31,6 \cdot \sqrt{3}}{30} = 1,82$	$\frac{346,82 \cdot 1}{100} = 3,47$
Принятые значения	$I_{ном.ВН}, I_{ном.НН}$	1,9	3,5
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения согласно [3] принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна 111,25 кВ.

Рассчитаем токовую отсечку (ДЗТ – 1).

Относительное значение тока равно:

$$I_{K3.BH.max} = \frac{I_{K3}}{I_{ном}}, \quad (52)$$

$$I_{K3.BH.max} = \frac{2056}{31,6} = 65,06 \text{ A.}$$

Уставка токовой отсечки (ТО):

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 65,06 = 54,65 \text{ A.}$$

Принимаем уставку токовой отсечки равную 55 A.

Рассчитаем дифференциальную защиту (ДЗТ – 2).

Принимаем базовую уставку ступени равной $\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ A}$. Принимаем

$$\Delta f_{\text{добав}} = 0,04.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (53)$$

« где: $K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки; $K_{пер} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [3].

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,48 \text{ (A)}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \frac{I_{торм}}{I_{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (54)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,82.$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.м}}}, \quad (55)$$

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04)}{0,82} = 59.$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\text{д1}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100, \quad (56)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{59} = 0,51$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} = 2$$

Уставка блокировки по второй гармонике, применяется для блокировки от бросков тока намагничивания (БТН) при включении трансформатора. Время действия блокировки не ограничивается и действует на все время превышения уставки блокировки:

$$\frac{I_{\text{д2}}}{I_{\text{д1}}} = 0,15$$

Рассчитаем сигнализацию небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

« Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{г}}}, \quad (57)$$

где: $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки; $K_g = 0,95$ – коэффициент возврата» [3].

«Номинальный ток рекомендовано определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения» [3].

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне ВН по выражению (57):

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,9}{0,95} = 2,1 \text{ А.}$$

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне НН по выражению (57):

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05 \cdot 3,5}{0,95} = 4,06 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности. Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (58)$$

$$I_{с.з} = 346,82 \cdot 0,3 = 104,04 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (59)$$

$$K_{\eta} = \frac{1781}{104,046} = 17,117.$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше либо равен 2. Полученное значение $17,117 > 2$, поэтому защита чувствительна.

6. Собственные нужды подстанции «Баженово»

На подстанции, для обеспечения работы высоковольтного оборудования, а также ремонтного и обслуживающего персонала используются дополнительные потребители. К ним относят отопление, освещение, установки подогрева и другие электроустановки необходимые для проведения ремонтов, а также проверок оборудования ремонтным и эксплуатационным персоналом подстанции. Все эти потребители относятся к системам собственных нужд подстанции. Питание потребителей собственных нужд осуществляется от трансформаторов собственных нужд (ТСН), которые устанавливаются на распределительном устройстве низкого напряжения. Перечень потребителей собственных нужд с указанием их мощностей представлены в таблице 24.

Таблица 23 - Собственные нужды подстанции «Баженово»

Потребитель собственных нужд	Мощность потребителя
	<i>P, кВт</i>
Подогрев высоковольтных выключателей ОРУ 110 кВ	3,6
Отопление распределительного устройства 10 кВ и освещение	5
Подогрев шкафов распределительного устройства	12
Подогрев приводов разъединителей ОРУ 110 кВ	0,6
Подогрев шкафов релейной защиты и автоматики	6
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	18
ИТОГО:	45,2

Так как основное оборудование, относящееся к системе собственных нужд, относится к установкам отопления, нагрева или освещения, то коэффициент мощности для системы собственных нужд подстанции 110/10

кВ «Баженово» примем равным 0,9, тогда полная мощность собственных нужд:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \phi}, \quad (60)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{45,2}{0,9} = 50,2 \text{ кВА.}$$

Так как устанавливать решено два трансформатора собственных нужд, коэффициент загрузки каждого в нормальном рабочем режиме по условиям надежности должен быть не более 0,7. Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_{ТСН} = S_{\Sigma} \cdot 0,7, \quad (61)$$

$$S_{ТСН} = 50,2 \cdot 0,7 = 31,15 \text{ кВА.}$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора ТСН-40/10/0,4 кВ.

7. Расчет заземления

«Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Для $\tau = 0,04 \text{ с}$, находим $U_{пр.дон} = 500 \text{ В}$ » [2,14,16,17,19,20].

«Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (62)$$

где $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят однородным, то

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1;$$

$l_g = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя;

$L_z = 288 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 5 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 575 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства» [1].

$$K_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 288}{5 \cdot \sqrt{575}} \right)^{0,45}} = \frac{0,47}{\left(\frac{1440}{119,89} \right)^{0,45}} = 0,156.$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}, \quad (63)$$

где $R_u = 1000 \text{ Ом}$, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}}$, $\rho_{\text{в.с}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, в данном случае это чернозем, поэтому $\rho_{\text{в.с}} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [20].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{нр.дон}}}{K_{\text{П}}}, \quad (64)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,156} = 3205,12 \text{ В},$$

что в пределах допустимого (ниже 10 кВ).

«Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{з.дон}} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (65)$$

где: I_3 – ток однофазного короткого замыкания, рассчитанный в пункте 3» [20].

$$R_{\text{з.дон}} = \frac{3205,12}{1300} = 2,46 \text{ Ом}.$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{575} = 23,97 \text{ м}.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (67)$$

$$m = \frac{575}{2 \cdot 23,97} - 1 = 10,99.$$

Принимаем $m = 11$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (68)$$

$$L'_z = 2 \cdot 23,97 \cdot (11 + 1) = 575,28 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (69)$$

$$b = \frac{23,97}{11} = 2,17 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии, $\frac{a}{l_g} = 1$:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (70)$$

$$n_g = \frac{23,97 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 19,176.$$

Принимаем $n_g = 20$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (71)$$

$$L_g = 5 \cdot 20 = 100 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{23,97} = 0,237 > 0,1.$$

Тогда:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (72)$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot 0,237) = 0,325.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + l_g}, \quad (73)$$

$$R_3 = 0,325 \cdot \frac{40}{23,97} + \frac{40}{575,28 + 100} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Полученное значение больше $R_{3,доп} = 0,29 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (74)$$

$$U_{np} = 0,156 \cdot 1300 \cdot 0,6 = 121,68 \text{ В,}$$

что меньше допустимого значения 500 В.

Таким образом система заземления рассчитана верно. План заземления подстанции представлен на чертеже номер 4 графической части выпускной квалификационной работы на формате А1.

8. Расчет молниезащиты подстанции

Территория подстанции должна быть защищена от прямых ударов молнии (ПУМ). Для защиты оборудования подстанции от ПУМ используются молниеотводы. Для защиты подстанций в основном используют стержневые молниеотводы, которые могут устанавливаться как отдельно стоящими, так и устанавливаться на линейных порталах или на крышах распределительных устройств. При выборе высоты молниеотводов нужно руководствоваться габаритными размерами подстанции, а также высотой оборудования. Расчетной защищаемой высотой принимается высота наиболее высокого объекта подстанции. Для подстанции 110/10 кВ «Баженово» наиболее высоким объектом является линейная порталная опора высотой 9,7 м. Расчет зон молниезащиты будем выполнять со степенью надежности 0,99. Самым высоким объектом является портал, высотой 9,7 м. Высота молниеотвода не должна превышать 30 м. Рассмотрим в расчете высоту молниеотводов 15 м.

Высота вершины конуса молниеотвода:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (76)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

Защитный радиус на поверхности земли:

$$r_0 = 0,8 \cdot h, \quad (77)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами:

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h, \quad (78)$$

$$L_{\max} = 4,75 \cdot 15 = 71,25 \text{ м.}$$

Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами:

$$L_c = 2,25 \cdot h, \quad (79)$$

$$L_c = 2,25 \cdot 15 = 33,75 \text{ м.}$$

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ границ зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$).

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами составит :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (80)$$

$$r_{cx} = \frac{12 \cdot (12 - 9,7)}{12} = 2,3 \text{ м.}$$

Принимаем к установке на подстанции 16 молниеотводов высотой 12 м, установка молниеотводов производится на линейных порталах и на здании ЗРУ. Чертеж молниезащиты, с указанием зон защиты представлен на чертеже 5 графической части ВКР. Чертеж выполнен на формате А1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен расчет проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Баженово». Проведенный анализ электрооборудования подстанции показал, что в настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТМН 6300 и ТМН 2500. Технологическое присоединение новых потребителей к подстанции «Баженово» закрыто, хотя коэффициенты загрузки трансформаторов ниже номинальных значений, в зависимости от времени года коэффициент загрузки варьируется от 0,11 до 0,38 для трансформаторов разной мощности. Этот факт обусловлен превышением срока эксплуатации установленных трансформаторов и ограничением их загрузки из-за условий ограничения нагрузочной способности силовых трансформаторов. Изоляция трансформаторов изношена и реконструкция подстанции с заменой силовых трансформаторов является актуальной задачей.

Для замены силовых трансформаторов рассмотрены перспективы роста нагрузки питаемого района. На основе полученных данных о перспективной нагрузке подстанции выбраны два варианта установки силовых трансформаторов ТМН 2500 и ТМН 6300. Анализ каталогов производителей трансформаторного оборудования российского производства показал, что не все производители имеют в своей номенклатуре данные трансформаторы. Исходя из этого были выбраны трансформаторы производства ООО «Тольяттинский трансформатор».

Проведенный технико-экономический расчет показал целесообразность установки на подстанции трансформаторы марки ТМН 6300/110/10 кВ. Так как они удовлетворяют критерию минимальных приведенных затрат.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на подстанции после замены силовых трансформаторов. Выполнен расчет токов короткого

замыкания, определены значения симметричных и не симметричных токов короткого замыкания.

Выполнен выбор оборудования на стороне 110 кВ и 10 кВ. Выбраны высоковольтные вакуумные выключатели марки ВВП-110. Для установки в распределительном устройстве 10 кВ выбраны вакуумные выключатели производства «Таврида Электрик» марки ISM15_LD_2. Для установки на ОРУ 110 кВ выбраны высоковольтные разъединители марки РГ-110/1000 с двумя и с одним заземляющим ножом, в зависимости от места установки. Выбраны измерительные трансформаторы тока на стороне 110 кВ – ТОГФ-110. Это измерительные трансформаторы тока с элегазовой изоляцией. На стороне 10 кВ выбраны шинные трансформаторы тока с литой изоляцией марки ТШЛ-10. Кроме этого выбраны измерительные трансформаторы напряжения. На стороне 110 кВ измерительные трансформаторы напряжения не используются, а на стороне 10 кВ выбраны шинный трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-10. Для защиты от перенапряжений выбраны ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПНп – 110 для установки на ОРУ 110 кВ и ОПНп-10 для установки в распределительном устройстве 10 кВ.

Для защиты силовых трансформаторов выполнен расчет уставок дифференциальной защиты выполненной на базе микропроцессорного терминала Сириус-Т.

Для электроснабжения потребителей собственных нужд выбраны два трансформатора марки ТМ 40/10/0,4 кВ.

Выполнен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции «Баженово».

Выполненный проект реконструкции подстанции «Баженово» удовлетворяет всем современным требованиям к объектам электросетевого комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. - 704 с.
3. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
4. Каталог. Газонаполненное оборудование // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО_Газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 05.05.2019).
5. Каталог "Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока" // Официальный сайт ОАО «Электроцит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).
6. Разъединители наружной установки серии РГ // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv (дата обращения: 03.04.2019).
7. Номенклатурный каталог // Официальный сайт ООО «Тольяттинский трансформатор» URL: http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2016%20%D0%B3.pdf
8. Технический каталог. Трансформаторы масляные // Официальный сайт АО «Группа «СВЭЛ» URL: http://svel.ru/UploadFiles/ckfinderFiles/files/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3__%D0%9C%D0%B0%D1%81%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D1%8B%D0%B5%20%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%20%D0%B3.pdf

D1%81%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%D1%8B__%D0%A1%D0%92%D0%AD%D0%9B__2019_10.pdf

9. Вакуумные выключатели ВВ/TEL среднего класса напряжения 6-20 кВ // Официальный сайт ООО «Таврида Электрик» URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf

10. Выключатели вакуумные высоковольтные 110 кВ // Официальный сайт АО НПП «Контакт» URL: http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny/vakuumny_110/

11. Ваттметры а вольтметры // Каталог производителя измерительного оборудования URL: <http://www.elpriz.ru/catalog/dwnfiles/pdf/e340.pdf> (дата обращения: 03.04.2019).

12. Богданов А.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Богданов А.В., Бондарев А.В.— Электрон. текстовые данные.— Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016.— 82 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/69913.html>.— ЭБС «IPRbooks»

13. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / Киреева Э.А., Цырук С.А. - 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282 с.

14. Клочкова Н.Н. Электрооборудование подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Клочкова Н.Н., Обухова А.В.— Электрон. текстовые данные.— Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018.— 89 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/91161.html>.— ЭБС «IPRbooks»

15. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. - 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.

16. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013.— 92 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45148.html>.— ЭБС «IPRbooks»

17. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции. Учебное пособие. / Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.

18. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]/ Неклепаев Б.Н, Крючков И.П.— Электрон. текстовые данные.— Москва: ЭНАС, 2013.— 144 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76199.html>.— ЭБС «IPRbooks»

19. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Немировский А.Е.— Электрон. текстовые данные.— Москва: Инфра-Инженерия, 2018.— 148 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/78246.html>.— ЭБС «IPRbooks»

20. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. / Степкина Ю.В., Салтыков В.М. - Тольятти: ТГУ, 2007. 125 с.

21. Хавроничев С.В. Расчёт токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие / Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. - Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 56 с.

22. Щеглов А.И. Построение схем релейной защиты [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Щеглов А.И.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2012.— 90 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45137.html>.— ЭБС «IPRbooks»

23. Billings K. Switchmode Power Supply Handbook/ Billings K., Morey T. McGraw-Hill book company 2015. 858 с.
24. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings. 2-е изд, Holon McGraw-Hill book company 2014. 656 с.
25. Arie L. Shernkman. Transient analysis of electric power circuits handbook. / Arie L. Shernkman. - 3-е изд. Hill book company 2015. 586 с.
26. Das J.C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation / Das J.C. - 2-е изд. New York: McGraw-Hill book company 2017. 736 с.
27. Brown M. Switchmode Power Supply Handbook / Brown M. - New York: Graw-Hill book company, 2016. 278 с.