

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы – «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Филиала
АО «ДРСК Южно-Якутские электрические сети» в связи с ростом электриче-
ских нагрузок на подстанции ЗИФ

Исполнитель

студент группы 742-об2

(подпись, дата)

А.Е. Сушко

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сушко Анатолия Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Филиала АО «ДРСК Южно-Якутские электрические сети» в связи с ростом электрических нагрузок на подстанции ЗИФ.

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Общая характеристика региона и энергосистемы республики Саха (Якутия). 2. Основные технические решения. 3. Выбор оборудования ПС. 4. Релейная защита и автоматика. 5. Молниезащита и заземление ПС 110 кВ ЗИФ. 6. Экономическая эффективность реконструкции ПС. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Существующая схема электрических сетей. 2. Расчет установившегося режима 3. Однолинейная схема подстанции 110 кВ ЗИФ. 4. План ПС 110 кВ ЗИФ. 5. Молниезащита и заземление подстанции 110 кВ ЗИФ. 6. Релейная защита трансформатора подстанции 110 кВ ЗИФ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд. техн. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 116 с., 9 рисунков, 58 таблиц, 46 источников, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе были рассмотрены варианты реконструкции подстанции ПС 110 кВ ЗИФ. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора 110 кВ на базе терминалов «Радиус автоматика». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитан уровень шума.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика региона и энергосистемы республики Саха (Якутия) в целом и Южно-Якутского района	9
1.1 Географическое положение Республики Саха (Якутия)	9
1.2 Климатическая и географическая характеристика района	9
2 Основные технические решения	11
2.1 Основные характеристики реконструируемого объекта и источников питания	11
2.2 Расчет и анализ режимов	15
2.2.1 Описание программно-вычислительного комплекса	16
2.3 Проверка возможности передачи мощности по существующим линиям	25
2.4 Проверка уровня напряжения на шинах ПС 110 кВ ЗИФ и токовой загрузки трансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах	25
3 Выбор оборудования	30
3.1 Электротехнические решения	30
3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения	32
3.3 Выбор силовых трансформаторов	34
3.4 Расчет токов короткого замыкания	35
3.5 Проверка силового оборудования и выбор проводников	42
3.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	43
3.7 Выбор и проверка разъединителей	46
3.8 Выбор и проверка трансформаторов тока	49
3.9 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
3.10 Проверка допустимости установки оборудования существующего КРУ-6кВ	58
3.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	62
3.12 Выбор и проверка проводников	63

3.13	Расчет количества изоляторов в гирлянде 110, 35 кВ	64
3.14	Выбор трансформаторов собственных нужд	65
3.15	Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного устройства	66
3.16	Выбор высокочастотных заградителей	69
4	Релейная защита и автоматика	71
4.1	Краткая характеристика защищаемых элементов и выбор устройств защит	72
4.2	Расчет уставок выбранных защит	78
5	Молниезащита и заземление ПС 110 КВ ЗИФ	86
5.1	Анализ компоновки подстанции	86
5.2	Характеристика заземляющего устройства	86
5.3	Расчет заземляющего устройства	86
5.4	Расчет молниезащиты	87
6	Экономическая эффективность реконструкции ПС	89
6.1	Капитальные затраты в сооружение ПС	89
6.2	Расчет амортизационных отчислений	91
6.3	Расчет эксплуатационных затрат	91
6.4	Оценка экономической эффективности проекта	92
7	Безопасность и экологичность	96
7.1	Охрана труда на ПС 110 кВ ЗИФ	96
7.2	Экологичность	97
7.3	Пожарная безопасность	101
7.4	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера	107
	Заключение	110
	Библиографический список	112
	Приложение А	117

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ЛЭП – линия электропередач;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЧАПВ – АПВ после прекращения действия АЧР.

ВВЕДЕНИЕ

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) электрические сети напряжением 6-110 кВ находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием ПАО «РусГидро» и работает в составе ОЭС Востока.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети», составляет 1771,48 км, из них ВЛ 110 кВ – 571,06 км, ВЛ 35 кВ – 297,12 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 903,3 км. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5 % опор ВЛ 110 кВ, 89,7 % опор ВЛ 35 кВ) [16].

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Более 70 % линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

Подстанции и электрооборудование на территории Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (АО «ДРСК») имеют высокий процент износа – 62,4 % [16].

Существующая ПС 110 кВ ЗИФ находится в эксплуатации более 45 лет. Мощность трансформаторов 2х16 МВА, помимо этого в соответствии со схемой развития электрических сетей Южных районов Республики Саха (Якутия) планируется подключение новых нагрузок ОАО «Алданзолото» ГРК» с заявленной мощностью 32 МВт. На ПС 110 кВ ЗИФ предлагается установить два трансформатора мощностью по 25 МВА. Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ и сетей 110 кВ целесообразна [16].

Тема ВКР – Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Филиала АО «ДРСК Южно-Якутские электрические сети» в связи с ростом

электрических нагрузок на подстанции ЗИФ.

Таким образом, целью работы является реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ в связи с планомерным ростом электрических нагрузок и с учетом высокого процента износа существующего оборудования.

Предполагается реорганизация существующего ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ ЗИФ с установкой двух трансформаторов мощностью по 25 МВА каждый (2x25).

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 рассмотреть варианты реконструкции ПС 110 кВ ЗИФ;
- 2 выполнить техническую оценку вариантов реконструкции ОРУ-110 кВ;
- 3 спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- 4 рассчитать токи КЗ на проектируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 5 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- 6 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 7 оценить безопасность и экологичность проекта.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее лицензионное и нелицензионное программное обеспечение:

- Microsoft office word 2019;
- MathCad 15;
- Microsoft office Visio 2019;
- Расчет нагрузок;
- AutoCAD 2022;
- RastrWin3.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) В ЦЕЛОМ И ЮЖНО-ЯКУТСКОГО РАЙОНА.

1.1 Географическое положение Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) – самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18% ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица.

Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока и относительно выгодное транзитное макроположение между Европой и Азией, с выходом на моря Северного Ледовитого океана.

Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, отрицательных среднегодовых температур. Климат резко-континентальный.

На территории южной экономической зоны, включающей Нерюнгринский и Алданский муниципальные районы (11,6% населения республики), активно разрабатываются месторождения золота и угля. Доля промышленности в экономике Южной Якутии достигает 85%. Ключевую роль в экономическом развитии Южной Якутии играет транспортная доступность, обеспечивающая постоянную надежную связь с другими регионами страны и создающая условия для освоения ресурсов макрорайона. Отрасли специализации: транспорт; производство и распределение электроэнергии; обрабатывающие производства; строительство.

1.2 Климатическая и географическая характеристика района

Для климата Якутии характерна резкая континентальность, которая проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах воздуха и в малом количестве атмосферных осадков, выпадающих, главным образом, в тёплый период года. Климат однороден.

Климатические характеристики района реконструкции подстанции представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – климатические характеристики района

Климатическая характеристика	Величина
Район по ветру	3
Максимальный скоростной напор, (Па)	650
Среднегодовая скорость ветра, (м/с)	2
Район по гололеду	3
Район по продолжительности гроз, (ч)	От 40 до 60
Абсолютно минимальная температура воздуха, (°С)	- 50
Абсолютно максимальная температура воздуха, (°С)	36
Среднегодовая температура воздуха, (°С)	-5,9
Средняя максимальная температура воздуха, (°С)	27,5
Средняя минимальная температура воздуха, (°С)	-15
Среднегодовая влажность воздуха, (%)	67
Глубина промерзания грунта, (см)	230

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Основные характеристики реконструируемого объекта и источников питания

В административном отношении ПС 110 кВ ЗИФ находится в Республике Саха (Якутия), Алданском районе, пгт Нижний Куранах, ПС 110 кВ ЗИФ, в 26 километрах к северу от районного центра г.Алдана. ПС 110 кВ ЗИФ в настоящий момент выполнена с двумя силовыми трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА. После реконструкции сети мощность возрастет до 50 МВА. Так же на ПС установлены два комплекта конденсаторных батарей 6 кВ мощностью 3,6 Мвар каждая.

Питание ПС 110 кВ ЗИФ осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Нижний-Куранах по двух цепной ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ I цепь и ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ II цепь выполненной проводом АС-120.

ПС 220 кВ Нижний Куранах. На подстанции установлены 2 автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Оборудование существующей ПС 110 кВ ЗИФ представлено в таблицах 2.1 – 2.8:

Таблица 2.1 – Батареи статических конденсаторов

Наименование параметра			Единица измерения
тип батареи статических конденсаторов	КУ НЗК 6,3 3600 600	КУ НЗК 6,3 3600 600	
диспетчерское наименование батареи статических конденсаторов	БСК-1	БСК-2	
год ввода в эксплуатацию	2017	2017	
организация-изготовитель	НКЗ	НКЗ	
номинальное напряжение	6,3	6,3	кВ
наибольшее рабочее напряжение	7,2	7,2	кВ
номинальная мощность	3600	3600	квар
количество и тип последовательно соединенных конденсаторов	6 шт КРМ-6,3-600	6 шт КРМ-6,3-600	штук

Таблица 2.2 – Разъединители

диспетчерское наименование разъединителя	тип	год ввода в эксплуатацию	организация-изготовитель	номинальное напряжение	наибольшее рабочее напряжение	номинальный ток
1	2	3	4	5	6	7
ЛР-1 110 Нижний Куранах	SONK-12-31. 5-2	1985	ГАНЦ	110	126	1250
РТН 110	РЛНД-2-110/600	1974	Донецкий СНХ	110	126	600
ШР 110 Т-2	SONK-12-31. 5-1	1986	ГАНЦ	110	126	1250
ШРС 110	РЛНД-110/600	1974	Донецкий СНХ	110	126	600
ТТ-2 110 Нижний Куранах	SONK-12-31. 5-2	1985	ГАНЦ	110	126	1250
ШР-1 110 Нижний Куранах	РЛНД-16-110/600	1974	Донецкий СНХ	110	126	600
ШР-2 110 Нижний Куранах	РЛНД-16-110/600	1974	Донецкий СНХ	110	126	600
ШР 110 Т-1	SONK-12-31. 5-1	1986	ГАНЦ	110	126	1250

Таблица 2.3 – Силовые трансформаторы

Наименование параметра			Единица измерения
диспетчерское наименование трансформатора	Т-1	Т-2	
тип (марка) трансформатора	ТДТН-16000/110-66 У1	ТДТН-16000/110-66 У1	
год ввода в эксплуатацию	1974	1972	
тип системы охлаждения	Д	Д	
срок службы нормативный	25	25	год
номинальная мощность (полная)	16	16	МВА
номинальное напряжение обмотки НН	6,3	6,3	кВ
Наименование параметра			Единица измерения
номинальное напряжение обмотки СН	38,5	38,5	кВ
номинальное напряжение обмотки ВН	115	115	кВ

Таблица 2.4 – Трансформаторы тока

Наименование параметра			Единица измерения
1	2	3	4
диспетчерское наименование трансформатора тока	ТТ 110 Т-1	ТТ 110 Т-2	
место присоединения	1 С 110	2 С 110	
тип установки (встроенный/выносной)	Выносной	Выносной	
тип (марка) трансформатора тока	ТФНД-110М	ТФНД-110М	
год ввода в эксплуатацию	1981	1981	
организация-изготовитель	УЭТМ	УЭТМ	
номинальное напряжение, наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	110	110	кВ
номинальный ток (первичный)	75	75	А
номинальный ток (вторичный)	5	5	А
класс точности каждой из вторичных обмоток	0,5	0,5	
год ввода в эксплуатацию	1981	1981	

Таблица 2.5 – Трансформаторы напряжения

Наименование параметра				Единица измерения
диспетчерское наименование измерительного трансформатора напряжения	ТН 110 ф.А	ТН 110 ф.В	ТН 110 ф.С	
место присоединения	С 110 кВ	С 110 кВ	С 110 кВ	
номинальное рабочее напряжение первичной обмотки	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	кВ
номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмотки(ок)	НН-100 $\sqrt{3}$, ННд-100	НН-100 $\sqrt{3}$, ННд-100	НН-100 $\sqrt{3}$, ННд-100	В
класс точности каждой из вторичных обмоток	0,5	0,5	0,5	
номинальная мощность	2000	2000	2000	ВА
тип (марка) трансформатора напряжения	НКФ-110-57 У1	НКФ-110-57 У1	НКФ-110-57 У1	
год ввода в эксплуатацию	1987	1987	1987	

Таблица 2.6 – Высокочастотные заградители

№ п/п	Наименование параметра			Единица измерения
1	диспетчерское наименование высокочастотного заградителя	ВЧЗ-2 110 Нижний Куранах ф.А	ВЧЗ-1 110 Нижний Куранах ф.А	
2	тип (марка) высокочастотного заградителя	ВЗ-600	ВЗ-600	
3	место присоединения, фаза линии электропередачи	С 110 кВ	С 110 кВ	
4	класс напряжения	110	110	кВ
5	номинальный ток	600	600	А

Существующее оборудование КРУ-6 кВ представляет из себя комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-70, данное оборудование было установлено в 2017 году по титулу «Установка БСК-1 и БСК-2 на ПС 110 кВ ЗИФ». Основные параметры КРУ-6кВ приведены в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Основные параметры шкафа КРУ.

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	128
Термическая стойкость, кА/с	50
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-Э-6 ВВ/TEL-6
Тип привода к выключателю	Встроенный ЭМ.

Таблица 2.8 – Встраиваемое оборудование

Параметры	Значения
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ

2.1.1 Подготовительные работы к реконструкции

До начала проведения основных работ на подстанции должен быть выполнен комплекс подготовительных работ.

Срезку растительного слоя и планировку временных площадок и дорог предполагается осуществлять бульдозером.

Укатку полотна временных дорог и покрытия временных площадок предполагается производить самоходным катком.

Разработку грунта и устройство фундаментов рекомендуется вести при устоявшейся положительной температуре наружного воздуха.

Разработку грунта в котлованах и траншеях предусматривается производить одноковшовыми экскаваторами.

Обратную засыпку пазух котлованов предусматривается вести экскаватором и вручную. Устройство скважин под стойки производить бурильной установкой.

Бетонные и железобетонные монолитные конструкции

Работы необходимо вести в соответствии с технологическими картами, при соблюдении требований нормативных документов.

Перед укладкой бетонной смеси должны быть проверены и приняты:

- все конструкции и их элементы, закрываемые в процессе последующего производства работ;
- правильность установки и закрепления опалубки и поддерживающих ее конструкций.

Непосредственно перед бетонированием опалубка должна быть очищена от мусора и грязи, а арматура – от налета ржавчины. Поверхность инвентарной опалубки должна быть покрыта смазкой, которая не должна ухудшать внешний вид и прочностные качества конструкции.

Высота сбрасывания бетона в армированные конструкции не должна превышать 2м. Высота свободного сбрасывания бетонной смеси в опалубку неармированных конструкций не должна превышать 6 м.

Наибольшая толщина укладываемого слоя при использовании ручных глубинных вибраторов не должна превышать 1,25 длины рабочей части вибратора.

2.2 Расчет и анализ режимов

В данном пункте выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети района проектирования ПС.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ Р 32144-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В ВКР для расчета режимов использован ПБК RastrWin3.

2.2.1 Описание программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории СНГ [3].

Особенности программного комплекса Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том

числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние пере-токи) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;

- сравнение различных режимов по заданному списку параметров [3].

2.2.2 Подготовка исходных данных для расчета.

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3. Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{\text{ВЛ}}$ – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Для моделирования трансформаторов в RastrWin3, необходимо определить следующие параметры:

- Сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения,
- Проводимость шунта на землю $G+jB$
- Коэффициент трансформации, равный отношению [3]:

$$K_{\tau} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (2.4)$$

где $U_{\text{нн}}$ - низшее номинальное напряжение;

$U_{\text{вн}}$ - высшее номинальное напряжение.

Таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы.

В настоящей ВКР в дальнейшем будут приводиться и использоваться необходимые данные полученные при помощи расчета в программном комплексе RastrWin3. Так же результаты расчета установившегося режима приведены в графической части ВКР на Листе 2.

Таблица 2.9 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	ПС 110 кВ Комсомольская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.2 на ПС 110 кВ Комсомольская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.1 на ПС 110 кВ Комсомольская	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ НПС-18	220	19,21	7,39	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	0,220	0,099	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	0,584	0,177	0	0

Продолжение таблицы 2.9

Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	110	0	0	0	0
Нагр	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	110	0	0	0	0
Нагр	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	110	0	0	0	0
Нагр	Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	110	11,72	2,568	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах ОРУ 35 кВ	35	13,92	5,118	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ	220	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ	220	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ НПС-17 2С-220	220	11,71	2,973	0	0
Нагр	отп.2 ПС 220 кВ НПС-17	220	0	0	0	0
Нагр	отп.1 ПС 220 кВ НПС-17	220	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Угольная	110	0,55	0,158	0	0
Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г
Нагр	ПС 110 кВ Хатыми	110	0,72	0,214	0	0
Ген	Чульманская ТЭЦ ТГ 7	6,3	2,93	2,233	7	-2,89
Нагр	Чульманская ТЭЦ ТГ 6	6,3	0	0	0	0
Нагр	Чульманская ТЭЦ ТГ 5	6,3	0	0	0	0
Ген	Чульманская ТЭЦ ТГ 3	6,3	2,87	2,063	8	-0,3918
Нагр	Нерюнгринская ГРЭС	35	0,65	5,874	0	0
Ген	Нерюнгринская ГРЭС Блок 1	15,8	15,014	14,31	140	42,055
Ген	Нерюнгринская ГРЭС Блок 2	15,8	15,72	15,33	140	43,942
Ген	Нерюнгринская ГРЭС Блок 3	15,8	16,39	15,62	140	96,986
Нагр	Нерюгринская ГРЭС ср.т.2АТ	220	0	0	0	0
Нагр	Нерюгринская ГРЭС ср.т.1АТ	220	0	0	0	0
Нагр	отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2	220	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ НПС-17 1С-220	220	11,71	2,97	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Инаглинская	110	1,95	0,58	0	0
Нагр	отп. ПС 110 кВ ВГК	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ ВГК	110	4,07	1,38	0	0
Нагр	отп.2 ПС 110 кВ Денисовская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.1 ПС 110 кВ Дежневская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.2 ПС 110 кВ Дежневская	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Юхта	110	0,110	0,099	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Лебединый	110	28,53	1,376	0	0

Продолжение таблицы 2.9

Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	отп.1 ПС 110 кВ Денисовская	110	0	0	0	0
Нагр	отп.1 ПС 110 кВ Угольная	110	0	0	0	0
Нагр	отп.2 ПС 110 кВ Угольная	110	0	0	0	0
Нагр	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	220	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ СХК 2С	110	26,83	4,59	0	0
Нагр	ПС 110 кВ СХК 1С	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ ОФ 2С	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ ОФ 1С	110	53,80	28,06	0	0
Нагр	ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	10,44	3,08	0	0
Нагр	ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	6,52	1,92	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп.	110	0	0	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Дежневская	110	11,41	3,209	0	0
Нагр	ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	14,93	3,034	0	0
Нагр	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1	220	0	0	0	0
База	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220	220	0	0	-127,54	-53,239

Параметры ветвей заданы в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	отп.2 на ПС 110 кВ Комсомольская - ПС 110 кВ Комсомольская	1,1	2,85	-19	0	0	0
ЛЭП	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110 - отп.2 на ПС 110 кВ Комсомольская	0,71	1,84	-12,2	0	19,5	1,05
ЛЭП	отп.1 на ПС 110 кВ Комсомольская - ПС 110 кВ Комсомольская	1,1	2,85	-19	0	-1,56	0,29
ЛЭП	Чульманская ТЭЦ 1СШ-110 - отп.1 на ПС 110 кВ Комсомольская	0,71	1,84	-12,2	0	19,43	1,26

Продолжение таблицы 2.10

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская - ПС 110 кВ Инаглинская	2,01	3,46	-21,55	0	-1,06	-0,051
ЛЭП	ПС 110 кВ Верхний Куранах - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	3,06	4,34	-26,1	0	8,40	2,581
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская	1,94	3,33	-20,75	0	16,26	-4,37
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Дежневская - ПС 110 кВ Дежневская	0,62	1,58	-10,53	0	-6,33	-1,96
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Дежневская - ПС 110 кВ Дежневская	0,6	1,6	-10,5	0	-6,23	-1,92
Выкл	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 110 - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	0	0	0	0	1,81	0,74
ЛЭП	отп. ПС 110 кВ ВГК - ПС 110 кВ ВГК	1,33	3,4	-22,8	0	0	0
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 110 - ПС 110 кВ ВГК	1,4	3,7	-24,7	0	-4,50	-1,45
ЛЭП	отп. ПС 110 кВ ВГК - Нерюн- гринская ГРЭС 1СШ-110	0,02	0,05	-0,32	0	25,88	2,205
Выкл	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ - ПС 220 кВ Ниж- ний Куранах 2С-110 кВ	0	0	0	0	-6,67	-2,115
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Угольная	0,01	0,02	-0,14	0	-0,18	-0,051
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Угольная	0,01	0,02	-0,14	0	-0,42	-0,150
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Малый Нимныр	21,66	37,15	-231,42	0	-16,02	4,581
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская	1,92	3,29	-20,48	0	16,44	-4,43
ЛЭП	ПС 220 кВ НПС-18 - отп.2 ПС 220 кВ НПС-17	7,202	32,18	-198,42	0	-38,10	-16,26
ЛЭП	ПС 220 кВ НПС-18 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-17	7,15	31,95	-197,02	0	-36,68	-14,51
ЛЭП	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Большой Нимныр	11,45	19,64	-122,4	0	-30,34	3,456
ЛЭП	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Хатыми	10,29	17,58	-109,42	0	14,93	-1,68
ЛЭП	ПС 110 кВ Большой Нимныр - ПС 110 кВ Юхта	4,93	8,45	-52,7	0	-29,02	3,048

Продолжение таблицы 2.10

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	ПС 110 кВ Юхта - ПС 110 кВ Лебединый	9,26	15,88	-98,95	0	-28,61	2,893
ЛЭП	ПС 110 кВ Лебединый - ПС 110 кВ Верхний Куранах отп.	7,79	13,37	-83,26	0	1,85	3,973
ЛЭП	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	2,34	4,01	-25	0	9,17	3,72
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ	0,61	46,34	8,27	1	50,57	-10,9
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ	0,61	44,03	8,98	1	50,91	-11,28
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-18	16,15	72,17	-444,96	0	-47,7	3,71
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ - Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	0,42	-4,02	0	0,51	51,68	-4,034
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	0,42	-2,09	0	0,51	50,8	-4,11
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ - Нерюнгринская ГРЭС	2,52	82,31	0	0,167	-0,97	-4,381
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ - Нерюнгринская ГРЭС	2,52	79,96	0	0,167	0,24	-4,65
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 3	0,65	28,06	24,76	0,06	122,58	68,54
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-18	15,81	70,63	-435,47	0	-48,77	3,220
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - отп.1 ПС 110 кВ Дежневская	2,41	6,14	-40,91	0	-25,91	-2,15
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Денисовская - отп.1 ПС 110 кВ Дежневская	0,44	1,12	-7,47	0	19,47	0,670
ЛЭП	отп. ПС 110 кВ ВГК - отп.2 ПС 110 кВ Дежневская	2,39	6,1	-40,61	0	-25,8	-2,205

Продолжение таблицы 2.10

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,130	124,2	19,20
Тр-р	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 2	0,15	6,09	71,72	0,130	123,3	19,43
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Хатыми	11,85	20,325	-126,6	0	-16,0	4,430
Тр-р	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 7	4,44	92,49	5,7	0,052	3,9	-5,54
Тр-р	Чульманская ТЭЦ 1СШ-110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 6	4,77	91,75	5,93	0,049	-0,02	-0,093
Тр-р	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 5	4,71	91	7,14	0,05	-0,027	-0,112
Тр-р	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 3	4,55	140,35	8,71	0,05	4,99	-3,15
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2	1,36	101,64	2,62	1	-24,8	-28,26
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1	1,36	101,64	2,62	1	-24,71	-28,23
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ	1,17	-10,62	0	0,53	-17,69	-5,50
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	1,17	-11	0	0,53	-17,82	-5,56
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Нижний Куранах ОРУ 35 кВ	6,71	192,25	0	0,16	-6,95	-19,9
Тр-р	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Нижний Куранах ОРУ 35 кВ	6,71	192,5	0	0,16	-6,90	-19,95
ЛЭП	отп.1 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ	4,43	19,81	-122,14	0	-24,14	-21,57
ЛЭП	отп.1 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ НПС-17 1С-220	0,1341	0,6	-3,703	0	-12,32	-3,209
ЛЭП	отп.2 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ	3,713	16,59	-102,31	0	-25,55	-23,29

Продолжение таблицы 2.10

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8
Выкл	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Ниж- ний Куранах 1С-220 кВ	0	0	0	0	-0,66	-0,304
ЛЭП	отп.2 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ НПС-17 2С-220	0,1341	0,6	-3,703	0	-12,30	-3,20
Выкл	ПС 220 кВ НПС-17 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-17 2С-220	0	0	0	0	0	0
Выкл	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 220 - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	0	0	0	0	3,17	-7,56
Выкл	ПС 110 кВ СХК 1С - ПС 110 кВ СХК 2С	0	0	0	0	-14,35	-2,94
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ- 110 - ПС 110 кВ СХК 2С	1,48	3,8	-25,27	0	-15,26	-2,787
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 110 - ПС 110 кВ СХК 1С	1,58	4,03	-26,81	0	-14,37	-2,571
Выкл	ПС 110 кВ ОФ 1С - ПС 110 кВ ОФ 2С	0	0	0	0	29,46	18,18
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ- 110 - ПС 110 кВ ОФ 2С	1,3	6,8	-48,5	0	-29,56	-17,94
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 110 - ПС 110 кВ ОФ 1С	1,3	6,8	-48,5	0	-29,57	-17,94
ЛЭП	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ - ПС 110 кВ ЗИФ 2С	0,15	0,3	-7	0	-6,88	-2,12
ЛЭП	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ - ПС 110 кВ ЗИФ 1С	0,15	0,3	-7	0	-11,00	-3,46
ЛЭП	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 110 кВ Верхний Ку- ранах	0,05	0,1	-0,5	0	-7,31	-0,90
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Денисовская - отп.2 ПС 110 кВ Дежнев- ская	0,43	1,1	-7,4	0	19,54	0,75
ЛЭП	отп.1 на ПС 110 кВ Комсо- мольская - отп.1 ПС 110 кВ Денисовская	0,71	1,84	-12,2	0	19,45	0,818
ЛЭП	отп.2 на ПС 110 кВ Комсо- мольская - отп.2 ПС 110 кВ Денисовская	0,71	1,84	-12,2	0	19,52	0,905
ЛЭП	отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская - Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	2,32	4,4	-27,93	0	17,54	-4,638
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская - ПС 110 кВ Инаглинская	2,01	3,46	-21,55	0	-1,07	-0,03
ЛЭП	отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская - Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	2,35	4,44	-28,2	0	17,36	-4,60

2.3 Проверка возможности передачи мощности по существующим линиям.

В соответствии со схемой развития электрических сетей Южных районов Республики Саха (Якутия) планируется подключение новых нагрузок ОАО «Алданзолото» ГРК» с заявленной мощностью 32 МВт. На П С 110 кВ ЗИФ предлагается установить два трансформатора мощностью по 25 МВА каждый (2x25) [16].

Данные проверки загруженности линий при учете передачи перспективной нагрузки рпасчитаны в ПВК RastrWin3 и приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Токовая загрузка линий питающих ПС 220 кВ ЗИФ

Наименование ВЛ 110 кВ	Марка проводника питающей ячейку	Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий проверки
		Un.c, кВ	Inp, А	Un, кВ	Inom, А	
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ I цепь	АС-120/19	110	103,39	-	390	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ II цепь	АС-120/19	110	104,25	-	390	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$

Анализируя таблицу 2.11, видно, что от шин 110 кВ ПС 220 кВ Нижний-Куранах по существующей двух цепной ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ I цепь и ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ II цепь выполненных маркой провода АС-120 может быть передана необходимая мощность.

2.4 Проверка уровня напряжения на шинах ПС 110 кВ ЗИФ и токовой загрузки трансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах

В нормальной схеме электроснабжения уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ приведен в таблице 2.12. Токовая загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах приведена в таблице 2.13.

Таблица 2.12 – Уровень напряжения на ПС 110 кВ ЗИФ в нормальной схеме

Название	U_ном	V	dV
ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	121,68	10,62
ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	121,65	10,59

Таблица 2.13 – Уровень загрузки автотрансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах в нормальной схеме

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25 ДДТН	Iдоп_расч ДДТН	I/I_dop
ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ	110	110	ВН	158,0	158,0	69,7
ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ	110	110	ВН	158,0	158,0	69,7

В режиме отключеного АТ-1 на ПС 220 кВ Нижний Куранах уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ приведен в таблице 2.14. Токовая загрузка автотрансформатора АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах приведена в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Уровень напряжения на ПС 110 кВ ЗИФ при отключеном АТ-1 на ПС 220 кВ Нижний Куранах

Название	U_ном	V	dV
ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	120,23	9,3
ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	120,19	9,27

Таблица 2.15 – Уровень загрузки автотрансформатора АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах при отключенном АТ-1

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25 ДДТН	Iдоп_расч ДДТН	I/I_dop
ПС 220 кВ Н.Куранах 2С-220 кВ	146	146	ВН	158,0	158,0	92,7

В режиме отключеного АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ приведен в таблице 2.16. Токовая загрузка автотрансформатора АТ-1 на ПС 220 кВ Нижний Куранах приведена в таблице 2.17.

Таблица 2.16 – Уровень напряжения на ПС 110 кВ ЗИФ при отключеном АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах

Название	U_ном	V	dV
ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	120,25	9,32
ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	120,22	9,29

Таблица 2.17 – Уровень загрузки автотрансформатора АТ-1 на ПС 220 кВ Нижний Куранах при отключенном АТ-2

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25 ДДТН	Iдоп_расч ДДТН	I/I_dop
ПС 220 кВ Н.Куранах 2С-220 кВ	146	146	ВН	158,0	158,0	92,7

В режиме отключеного АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ приведен в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Уровень напряжения на ПС 110 кВ ЗИФ при отключеном АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах

Название	U_ном	V	dV
ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	55,74	-49,33
ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	55,69	-49,37

Как видно по расчету режима при отключеном АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Нижний Куранах уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ падает до значений 55 кВ, что является недопустимым режимом.

Выходом из сложившейся ситуации будет являться включение существующих БСК-1 и БСК-2 и организации на ПС устройств противоаварийной автоматики.

2.4.1 Решения по установке АЧР

Для установки на ПС 110 кВ ЗИФ принимаем 1 шкаф противоаварийной автоматики с функциями АЧР секций шин 6 кВ. Каждый терминал в шкафу выполняет функцию АЧР для своей секции.

Шкаф АЧР состоит из двух одинаковых комплектов с возможностью независимого обслуживания. Каждый комплект реализует функции: автоматической частотной разгрузки (АЧР), частотное автоматическое повторное включение, блокирование АЧР, реле направления мощности для АЧР. Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала.

Комплект А1(А2) реализует функции ИО и автоматики:

- четырнадцать очередей АЧР (АЧР-1, АЧР-2, АЧР-3..., АЧР-14);
- дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР);
- ЧАПВ;
- блокировку по скорости изменения частоты DF / DT ;
- ИО направления мощности для АЧР;
- ИО напряжения прямой последовательности;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- контроль исправности ТН.

Терминал осуществляет контроль частоты и напряжения от двух ТН разных секций.

Основные параметры шкафа:

- номинальный переменный ток входов для фазных величин $I_{ном}$, А 5;
- номинальная частота, Гц 50;
- номинальное напряжение оперативного постоянного тока $U_{пит.ном}$, 110

В.

Каждый аналоговый вход гальванически развязан от остальных аналоговых входов и других цепей ТПА.

2.4.2 Автоматика ограничения снижения напряжения

Для ликвидации возможного снижения напряжения по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии на транзите ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – ПС 220 кВ Нижний Куранах рекомендуется предусмотреть устройства Автоматики Ограничения Снижения напряжения.

Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ либо на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты (РЗ), автоматического ввода резерва, АПВ.

Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Электротехнические решения

Произведем анализ оборудования представленного в пункте 2.1 настоящей ВКР на предмет целесообразности замены в процессе реконструкции ПС 110 кВ ЗИФ. Оборудование не вошедшее в данный перечень так же будет проверяться по критериям возможности установки.

Таблица 3.1 – Анализ установленного оборудования

Диспетчерское наименование оборудования	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Ном. напряжение	Необходимость замены по критерию срока службы
1	2	3	4	5
БСК-1	КУ НЗК 6,3 3600 600	2017	6,3	Замена не требуется
БСК-2	КУ НЗК 6,3 3600 600	2017	6,3	Замена не требуется
ЛР-1 110 Нижний Куранах	SONK-12-31. 5-2	1985	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 36 лет.
ТТ-2 110 Нижний Куранах	SONK-12-31. 5-2	1985	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 36 лет.
ШР-1 110 Нижний Куранах	РЛНД-16-110/600	1974	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 47 лет.
ШР-2 110 Нижний Куранах	РЛНД-16-110/600	1974	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 47 лет.
ШР 110 Т-1	SONK-12-31. 5-1	1986	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 35 лет.
РТН 110	РЛНД-2-110/600	1974	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 47 лет.
ШР 110 Т-2	SONK-12-31. 5-1	1986	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 35 лет.
ШРС 110	РЛНД-110/600	1974	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 47 лет.

Продолжение таблицы 3.1

Диспетчерское наименование оборудования	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Ном. напряжение	Необходимость замены по критерию срока службы
1	2	3	4	5
Т-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1974	110/35/6	Требуется замена в связи с увеличением мощности
Т-2	ТДТН-16000/110-66 У1	1982	110/35/6	Требуется замена в связи с увеличением мощности
ТТ 110 Т-1	ТФНД-110М	1981	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 40 лет.
ТТ 110 Т-2	ТФНД-110М	1981	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 40 лет.
ТН 110 ф.А	НКФ-110-57 У1	1987	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 34 лет.
ТН 110 ф.В	НКФ-110-57 У1	1987	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 34 лет.
ТН 110 ф.С	НКФ-110-57 У1	1987	110	Требуется замена. Срок службы на 2021 год порядка 34 лет.
КРУ 6 кВ	КРУ 6 кВ	2017	6 кВ	Замена предварительно не требуется.
ВЧЗ-1 110 Нижний Куранах ф.А	ВЗ-600	-	-	Замена предварительно не требуется.
ВЧЗ-2 110 Нижний Куранах ф.А	ВЗ-600	-	-	Замена предварительно не требуется.

Исходя анализа таблицы 3.1 в данной ВКР предусматривается реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ в следующем объеме:

- Установка двух силовых трансформаторов мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ ЗИФ в связи с ростом электрических нагрузок;
- Выбор схемы РУ 110 кВ;
- Выбор силовых выключателей 110 кВ и 35 кВ;
- Выбор разъединителей 110 кВ и 35 кВ;
- Выбор трансформаторов тока 110 кВ и 35 кВ;
- Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ и 35 кВ;

- Произвести расчет допустимости установки существующего оборудования КРУ 6 кВ на ПС 110 кВ ЗИФ;
- Выбор ограничителей перенапряжения;
- Выбор трансформатора собственных нужд и аккумуляторной батареи;
- Выбор и проверка проводников ОРУ-110 и ОРУ-35.

3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения

При выборе схем РУ необходимо руководствоваться следующими принципами:

1) Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов. Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ и подстанций и условий их резервирования [38].

2) Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др [38].

3) Отказ любого выключателя, в РУ 35-110 кВ с секционированными сборными шинами, как правило, не должен приводить к отключению более 6 присоединений, в том числе не более 1 трансформатора если при этом не нарушается более одной цепи транзита и электроснабжение особо ответственных электроприемников 1-ой категории [38].

4) Если допускается отключение присоединений при отключении выключателя (автоматическом или оперативным персоналом) на длительное время, то применяются схемы [38]:

– при числе присоединений до 4-х включительно – упрощенные (блочные, мостиковые) схемы (3Н, 4Н, 5Н, 5АН) [38];

– при числе присоединений 5 и более – схема с одной секционированной

выключателем системой шин (9) и схемы с одной системой шин с секционирующими цепочками из 2-х или 3-х выключателей, с подключением ответственных присоединений в секционирующие цепочки (9Н, 9АН) [38].

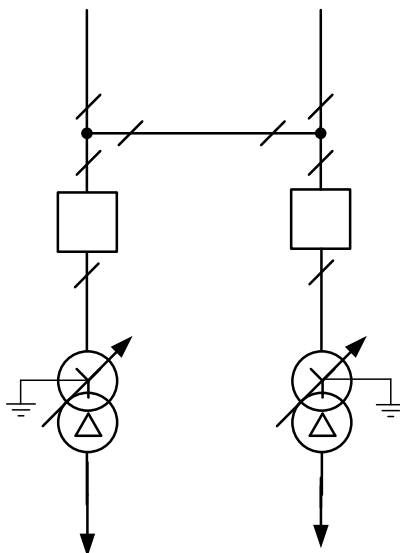


Рисунок 3.1 – Схема № 110-4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

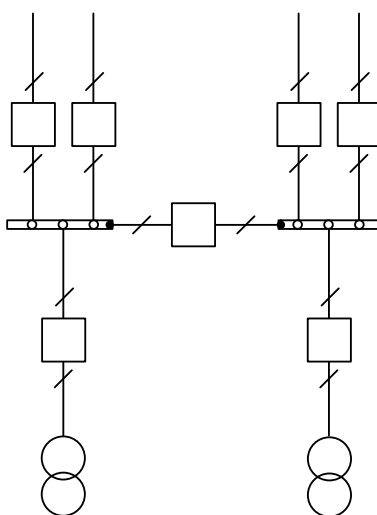


Рисунок 3.2 – Схема № 110-9. Одна рабочая, секционированная выключателем система шин

Схемы с одной секционированной системой шин применяются на напряжение 35...220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин [38].

Применение Схемы РУ 110 кВ № 110-4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий является наиболее целесообразным вариантом, с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития и с учетом проведения дальнейшей реконструкции сети 110 кВ в данном энергорайоне [38].

3.3 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суммарной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [1]. Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3.1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{НН}}$, $Q_{\text{НН}}$ – мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств после проведения реконструкции составит порядка 32 МВт [16].

Согласно заданию на подключение новых нагрузок ОАО «Алданзолото» ГРК» с заявленной мощностью 32 МВт. На ПС 110 кВ ЗИФ предлагается установить два трансформатора мощностью по 25 МВА [16].

3.3.1. Проверка по коэффициенту загрузки:

Данные для проверки мощности трансформаторов рассчитаны при помощи программы «Расчет нагрузок» и приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Данные для расчета из программы «Расчет нагрузок»

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
ПС 110 КВ ЗИФ	Зима	22,48	27,11	53,75	–	12,84	15,06	29,07	–
	Лето	18,68	22,53	44,66	–	10,67	12,51	24,15	–

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (3.2)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{22,48^2 + 12,84^2}}{2 \cdot 25} = 0,52$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (3.3)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{22,48^2 + 12,84^2}}{25} = 1,04$$

Таблица 3.3 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток ХХ, %
		ВН	СН	НН		XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-25000/110-У1, УХЛ1	25 000	115	38,5	6,6	УН/ УН/Д-0-11	21,0	130	10,5	17,5	6,5	0,31

3.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки коммутационного оборудования, измерительных трансформаторов тока, систем шин, а также настроек релейной защиты и автоматизации.

В соответствии с руководящим документом [6] выполнен расчет токов короткого замыкания с использованием метода эквивалентных ЭДС.

При реализации метода мы вводим предположения, упрощающие вычисления и не вносимые значительными ошибками:

- пренебрегают магнитными токами силовых трансформаторов;
- не учитывать емкостную проводимость линий;
- считают, что трехфазная система симметрична, влияние нагрузок на ток короткого замыкания принимается во внимание приблизительно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет рассматривать индуктивные импедансы всех элементов короткозамкнутой цепи как постоянные и не зависящие от тока;
- предполагается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (осцилляторы не колеблются) в течение всего процесса короткого замыкания.

Начальная схема сети для расчета токов короткого замыкания составлена показана на рисунке 3.3.

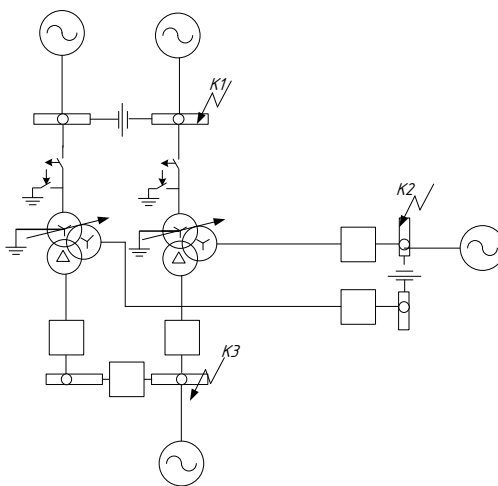


Рисунок 3.3 – Начальная схема сети

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета. Схема предоставлена на рисунке 3.4.

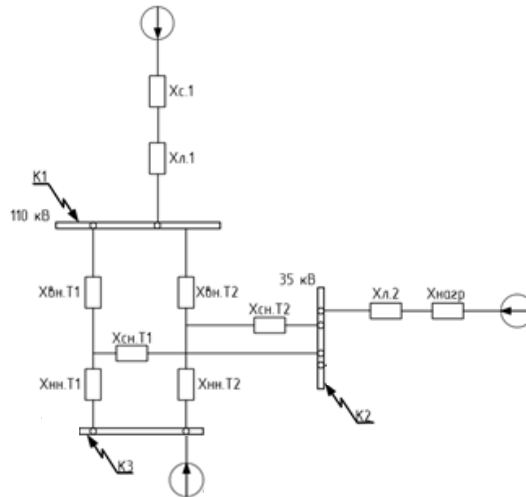


Рисунок 3.4 – Схема замещения подстанции

В практических расчетах часто выполняется приблизительное сокращение, что позволяет получить приближенную схему замены намного быстрее и легче. В то же время устанавливаются средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; [6]

0,69; 0,4; 0,23 кВ. Предположим, что номинальные напряжения всех элементов (за исключением реакторов) этого этапа одинаковы и равны $U_{ср}$. Соотношение преобразований каждого трансформатора будет равно отношению тех шагов, к которым он подключается. [6]

Так как схема имеет простую конфигурацию целесообразно вычислять в относительных единицах. [6]

Алгоритм расчета токов КЗ:

- составление расчетной схемы;
- составление схемы замещения;
- определение параметров схемы замещения;
- расчет по выбранным точкам кз;
- результаты расчета сводятся в таблицы.

В качестве примера будет рассчитан ток трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции 110 кВ (точка К1). [10]

При расчете тока КЗ для точки К1 так же будет учитываться линия 35 кВ которая идет на подстанцию совхозная, так как она будет питать точку КЗ при

отключении линии 110 кВ. От нагрузки подпитка на 110 кВ через трансформацию будет мала и не будет учитываться.

Примем следующие базисные величины: $S_6 = 100$ МВА, $S_{ном} = 25$ МВА, $U_{БВН} = 115$ кВ, $U_{БСН} = 37$ кВ. Принимаем ЭДС системы равным $E_c = 1$.

Так же определяем параметры основного оборудования, в нашем случае электрическое сопротивление провода $X_{o1} = 0.444$ Ом/км и сопротивление провода $X_{o3} = 432$ Ом/км. Так же используется нормальная схема ЮЯ и определяется длина провода, которая будет равна следующему значению $L_1 = 1,3$ км. Помимо этого, требуются напряжения короткого замыкания: $U_{КЗВС} = 10.5$ %, $U_{КЗВН} = 17$ %, $U_{КЗСН} = 6$ %.

Расчетная схема замещения для точки К1 представлена на рисунке 3.5.

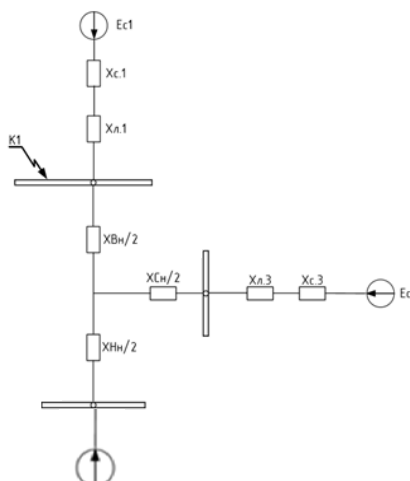


Рисунок 3.5 – Расчетная схема замещения для точки К1

Определим параметры элементов схемы замещения:

Сопротивление линии вычислим по следующей формуле:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_B^2}; \quad (3.4)$$

где X_0 – электрическое сопротивление провода;

L - длина провода;

S_6 – базисная мощность;

U_B – базисное значение напряжения на высокой стороне трансформатора;

$$x_{л1} = 0.444 \cdot 47.23 \cdot \frac{100}{115} = 0.159 \text{ о.е.}$$

$$x_{л3} = 0.432 \cdot 14.77 \cdot \frac{100}{37} = 0.466 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}; \quad (3.5)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания.

$$x_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15.7 \cdot 115} = 0.032 \text{ о.е.}$$

$$x_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1.225 \cdot 37} = 1.274 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем эквивалентные сопротивления ветвей:

$$x_{эКВ} = x_c + x_{л}; \quad (3.6)$$

$$x_{эКВ1} = 0.032 + 0.159 = 0.191 \text{ о.е.}$$

$$x_{эКВ2} = 0.466 + 1.274 = 1.74 \text{ о.е.}$$

Первый этап преобразование схемы заключается в последовательном сложении сопротивлений линий. Результат данного действия представлен на рисунке 3.6.

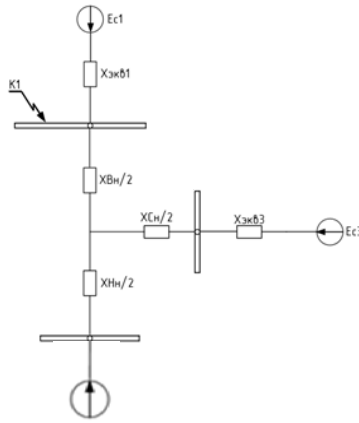


Рисунок 3.6 – Преобразование схемы замещения для точки К1

Второй этап преобразования приводит схему к ее простейшему виду что позволяет нам с легкостью определить ток короткого замыкания:

$$X_{\text{ЭКВ3}} = X_{\text{ЭКВ2}} + X_{\text{СН}} ; \quad (3.7)$$

где $X_{\text{СН}}$ – сопротивление средней обмотки трансформатора, которое для трехобмоточного трансформатора $X_{\text{СН}} = 0$.

$$X_{\text{ЭКВ3}} = 1.74 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = X_{\text{ЭКВ3}} + \frac{X_{\text{ВН}}}{2} ; \quad (3.8)$$

где $X_{\text{ВН}}$ – сопротивление высшей обмотки трансформатора.

Сопротивление высшей обмотки трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{ВН}} = \left(\frac{U_{\text{КЗВС}} + U_{\text{КЗВН}} - U_{\text{КЗСН}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} ; \quad (3.9)$$

где $U_{\text{КЗВС}}$, $U_{\text{КЗВН}}$, $U_{\text{КЗСН}}$ – напряжения короткого замыкания;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$x_{\text{ВН}} = \left(\frac{10.5 + 17 - 6}{100} \right) \cdot \frac{100}{6.3} = 1.706 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{ЭКВ4}} = 1.74 + \frac{1.706}{2} = 2.593 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{ЭКВ5}} = \frac{x_{\text{ЭКВ1}} \cdot x_{\text{ЭКВ4}}}{x_{\text{ЭКВ1}} + x_{\text{ЭКВ4}}}; \quad (3.10)$$

$$x_{\text{ЭКВ5}} = \frac{0.191 \cdot 2.593}{0.191 + 2.593} = 0.177 \text{ о.е.}$$

$E_{\text{ЭКВ}} = 1 \text{ о.е.}$, так как источники ЭДС аналогичны.

Итоговая расчетная схема замещения изображена на рисунке 3.7.

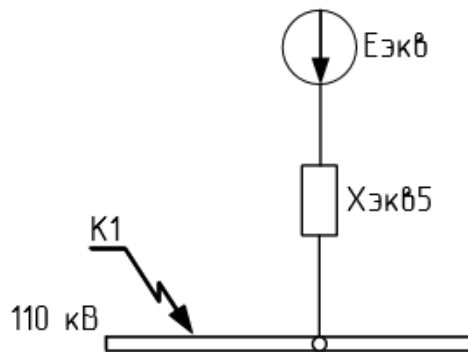


Рисунок 3.7 – Расчетная схема замещения для К1

Базисный ток ступени КЗ будет равен:

$$I_{\text{Б1}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БВН}}}; \quad (3.11)$$

Периодическая составляющая тока КЗ равна:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_c}{X_{\text{ЭКВ5}}} \cdot I_{\text{Б1}}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{1}{0.177} \cdot 0.502 = 4.3 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{y1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п01}} \cdot K_y; \quad (3.13)$$

где K_y - ударный коэффициент, принимаемый 1.6 [8].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 4,43 \cdot 1,85 = 11,25 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}; \quad (3.14)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,43 = 6,08 \text{ кА.}$$

Расчет для других точек КЗ проведем аналогично, в таблице 3.3 представлены результаты расчёта. Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в приложении А.

Полученные данные будут использованы в таких разделах как выбор и проверка оборудования и расчет релейной защиты подстанции.

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в приложении А.
Таблица 3.4 – Результаты расчета токов КЗ на шинах ПС.

Место КЗ		Токи КЗ	
		$I_{КЗ}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{КЗ}^{(1)}, \text{кА}$
ПС 110 кВ ЗИФ	К1 (Шины 110 кВ)	4,3	3,3
	К2 (Шины 35 кВ)	4,5	–
	К3 (Шины 6,3 кВ)	17,4	–

3.5 Проверка силового оборудования и выбор проводников

Проверка устанавливаемого оборудования на соответствие расчетным токам КЗ.

Проверка оборудования выполнена в соответствии с Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [4]

Технические характеристики должны удовлетворять условиям выбора:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}, \quad (3.15)$$

где $I_{ном.расч.}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА.

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.} \cdot I_{но.} \quad (3.16)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд.} = 1,85$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K;$$

$$B_K = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (3.17)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$I_{но}$ – максимальный ток КЗ присоединения;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

3.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей:

3.6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 110 кВ:

3.6.2 На ПС 110 кВ ЗИФ к предварительной установке принимаем высоковольтный выключатель типа ВТБ-110Ш-40/2000 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока ТВ-110. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.5.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7;$$

$$I_{ном} = 2000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{по} = 4,3 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,3 = 11,25 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 4,3^2 \cdot 2,5 = 46,23 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.5 – Проверка силовых выключателей ОРУ 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун,с, кВ	110	Ун, кВ	110	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Ипр,А	183,7	Ином, А	2000	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
Ипо, кА	4,3	Иоткл, кА	40	$I_{откл.} \geq I_{по.}$
іуд, кА	11,25	ідин, кА	102	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Вк, кА ² ·с	17,31	I ² ×t, кА ² ·с	4800	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к.}$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.6.3 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ:

На ПС 110 кВ ЗИФ к предварительной установке принимаем высоковольтный выключатель типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 со встроенными трансформаторами тока ТВГ-УЭТМ-35. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.6.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 35 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35;$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 12,5 \text{ кА}; I_{по} = 4,5 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,5 = 11,77 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 35 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 4,5^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.6 – Проверка силовых выключателей ОРУ 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун.с, кВ	35	Ун, кВ	35	$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$
Ипр, А	577,35	Ином, А	630	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$
Ипо, кА	4,5	Иоткл, кА	12,5	$I_{откл.} \geq I_{по}.$
іуд, кА	11,77	ідин, кА	35	$i_{дин} \geq i_{уд}.$
Вк, кА ² ·с	60,75	I ² ×t, кА ² ·с	468,75	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.7 Выбор и проверка разъединителей.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

3.7.1 Выбор и проверка разъединителей 110кВ.

Предварительно принимаем к установке на ПС разъединитель РПД.1-

УЭТМ-110/1250 УХЛ1 и РПД.2-УЭТМ- 110/1250 УХЛ1. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.7.

Пример расчета приведен для высоковольтного разъединителя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7;$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,3 = 11,25 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 4,3^2 \cdot 2,5 = 46,25 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.7 – Проверка разъединителей ОРУ 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун.с, кВ	110	Ун, кВ	110	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Ипр, А	183,7	Ином, А	1000	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
іуд, кА	11,25	ідин, кА	80	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Вк, кА ² ·с	46,25	I ² ·t, кА ² ·с	992,25	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.7.2 Выбор и проверка разъединителей 35кВ.

Предварительно принимаем к установки на ПС разъединитель 35 кВ РГП.1-СЭЩ-35/630 УХЛ1 и РГП.2-СЭЩ-35/630 УХЛ1. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.8.

Пример расчета приведен для высоковольтного разъединителя 35 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35;$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,5 = 11,77 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 50 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 4,5^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.8 – Проверка разъединителей ОРУ 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун,с, кВ	35	Ун, кВ	35	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Ипр,А	577,35	Ином, А	1000	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
іуд, кА	11,77	ідин, кА	50	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Вк, кА ² ·с	60,75	I ² ×t, кА ² ·с	400	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.8 Выбор и проверка трансформаторов тока.

3.8.1 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ.

Выбор сечений кабелей токовых цепей до устройств релейной защиты и автоматики и расчетная проверка трансформаторов тока

Для проверки трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (3.18)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (3.19)$$

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110.

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по медным проводникам.

В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем электронные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	5	5	5
Ваттметр	СР3021	5	-	5
Варметр	СР3021	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 304	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		15,1	5,1	15,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}); \quad (3.20)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{нагр}} = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (3.21)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (3.22)$$

где $r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2\text{ном}} = 1,32 \text{ Ом}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2} = \frac{15,1}{5^2} = 0,6 \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{н}} = 5\text{А}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле (3.24):

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.24)$$

где $l = 180$ – длина соединительного кабеля, которая зависит удаленности приборов и трансформаторов тока;

$\rho = 0,017$ – удельное сопротивление материала (медь).

Принимаем кабель ВВГнг 5х6 с жилами сечением 6 мм², тогда по формуле 3.24 сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,017 \cdot 180}{6} = 0,51 \text{ Ом}.$$

Тогда по формуле 3.22 сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,6 + 0,51 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Таблица 3.10 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,32 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Далее проверка выполняется аналогично проверки при выборе высоковольтных выключателей и разъединителей.

Сравнительные технические характеристики и результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 3.10 и 3.11.

Пример расчета приведен для трансформатора тока ячейки Т-1, устанавливаемого силового трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7;$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,16 = 10,88 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 4,16^2 \cdot 2,5 = 17,31 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.11 – Проверка трансформаторов тока ОРУ 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун,с, кВ	110	Ун, кВ	110	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Ипр,А	183,7	Ином, А	300	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
іуд, кА	11,25	ідин, кА	102	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Вк, кА ² ·с	17,31	I ² ×t, кА ² ·с	4800	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ.

Выбор сечений кабелей токовых цепей до устройств релейной защиты и автоматики и расчетная проверка трансформаторов тока

Проверка осуществляется аналогично проверки трансформаторов тока на стороне 110 кВ.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки по формуле 3.15:

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k и определяется по формуле 3.19:

На стороне 35 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-УЭТМ-35.

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по медным проводникам.

В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем электронные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	5	5	5
Ваттметр	СР3021	5	-	5
Варметр	СР3021	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 304	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		15,1	5,1	15,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие по формуле 3.20.

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле 3.21 и 3.22.

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2Н}^2} = \frac{15,1}{5^2} = 0,6 \text{ Ом}, \quad (3.25)$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.26)$$

где $l = 80$ – длина соединительного кабеля, которая зависит удаленности приборов и трансформаторов тока;

$\rho = 0,017$ – удельное сопротивление материала (медь).

Принимаем кабель ВВГнг 5х6 с жилами сечением 6 мм^2 , тогда по формуле 3.24 сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,017 \cdot 80}{2,5} = 0,54 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,6 + 0,54 + 0,1 = 1,24 \text{ Ом}.$$

Таблица 3.13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,24 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Сравнительные технические характеристики и результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 3.13 и 3.14.

Пример расчета приведен для трансформатора тока ячейки Т-1, устанавливаемого силового трансформатора Т-1 и аналогичен проверки выполненной для трансформаторов тока стороны ВН.

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети}}.$$

По номинальному току согласно формуле 3.15:

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35;$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}; I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

По току динамической стойкости согласно формуле 3.16:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,5 = 11,77 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 35 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

По току термической стойкости согласно формуле 3.17:

$$B_{\text{к}} = 4,5^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.14 – Проверка трансформаторов тока ОРУ 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
Ун.с, кВ	35	Ун, кВ	35	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Ипр, А	577,35	Ином, А	800	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
іуд, кА	11,77	ідин, кА	35	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Вк, кА ² ·с	60,75	I ² ×t, кА ² ·с	468,75	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.9 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Измерительный трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Кроме того, трансформатор напряжения изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

Измерительные трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

- а) по напряжению установки;
- б) по конструктивному исполнению;
- в) по классу точности;
- г) по нагрузке вторичных цепей:

$$S_{нагр.ном.} \leq S_{ном.}$$

Раздел содержит ориентировочные расчеты выбора мощности вторичных обмоток, используемых для целей РЗА и измерений, устанавливаемых на ПС 110 кВ ЗИФ на ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ.

3.9.1 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ.

На сторону 110 кВ выбран трансформатор напряжения НДКМ-110 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 3.15. Класс точности трансформатора напряжения 0.5.

Таблица 3.15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Кол- во приборов	S прибора, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,ва р
Вольт-метр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Ваттметр	СР3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Варметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	6	0.1	3	0,925	0,38	0.684	1.66
Сумма							45.68	1.66

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} ; \quad (3.27)$$

$$S_p = \sqrt{45.68^2 + 1.66^2} = 45.71 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 80 \text{ ВА}$	$S_p = 45.71 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из таблицы выбранный трансформатор напряжения соответствует условиям и может быть принят к установке.

3.9.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ.

На сторону 35 кВ выбран трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 3.17. Класс точности трансформатора напряжения 0.5.

Таблица 3.17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Кол- во приборов	S прибора, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,ва р
Вольт-метр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Ваттметр	СР3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Варметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	6	0.1	3	0,925	0,38	0.684	1.66
Сумма							45.68	1.66

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения по формуле 3.27:

$$S_p = \sqrt{45.68^2 + 1.66^2} = 45.71 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 3.18.

Таблица 3.18– Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 80 \text{ ВА}$	$S_p = 45.71 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из таблицы 3.18 выбранный трансформатор напряжения соответствует условиям и может быть принят к установке.

3.10 Проверка допустимости установки оборудования существующего КРУ-6кВ

На ПС 110 кВ ЗИФ КРУ-6кВ представляет из себя комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-70. Расчет выполнен аналогичным критериям проверки оборудования. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.19.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 6 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 6 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ};$$

По номинальному току согласно формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3208;$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 31,5 \text{ кА}; I_{по} = 17,4 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости согласно формуле (3.16):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 17,4 = 45,52 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 128 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости согласно формуле (3.17):

$$B_k = 17,4^2 \cdot 3 = 908,28 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.19 – Проверка основных параметров выключателей КРУ-6 кВ

Параметры	Номинальное значение	Расчетное значение	Критерии выбора
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000	3208	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
Номинальный ток отключения выключателей, кА	31,5		$I_{откл.} \geq I_{по.}$
Электродинамическая стойкость, кА	128	45,52	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Термическая стойкость, кА/с	908,28	7500	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Вывод: оборудование соответствует расчетным параметрам.

На стороне 6 кВ так же проверим проверим трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Трансформатор тока на НН подключается только к фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Состав вторичной нагрузки ТТ 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	-	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	0.1	-	0.1
ИТОГО		22,6		22,6

Проверка трансформатора тока осуществляется аналогично.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока на стороне 6 кВ:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{22.6}{5^2} = 0.904 \text{ Ом.}$$

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг q = 2.5 мм² с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)/м.}$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0.0175 \cdot 6}{2.5} = 0.042 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.904 + 0.042 + 0.1 = 1.046 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 3.21. Класс точности 0.2S.

Таблица 3.21 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Параметры	Номинальное значение	Расчетное значение	Критерии выбора
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000	3208	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$
Электродинамическая стойкость, кА	128	45,52	$i_{дин} \geq i_{уд.}$
Термическая стойкость, кА/с	908,28	7500	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$
S_2	30	22,6	$S_2 \leq S_{2НОМ}$
$Z_{втор}$	2	1,42	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Вывод: оборудование соответствует расчетным параметрам.

Проверка трансформатора напряжения 10 кВ.

На стороне НН проверяется трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ с предохранителем марки ПКТУ - 10. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 3.22.

Таблица 3.22 – вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Кол- во приборов	S прибора, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,вар
Вольтметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Ваттметр	СР3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Варметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	10	0.1	3	0,925	0,38	1.14	2.775
Сумма							46.14	2.775

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_p = \sqrt{46.14^2 + 2.775^2} = 46.22 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 3.23.

Таблица 3.23 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_p = 46.22 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Вывод: оборудование соответствует расчетным параметрам.

3.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения и места установки выполнены в соответствии с ПУЭ [1].

Ограничители перенапряжений выбираем на примере ОПН-35 кВ по следующим условиям:

а) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению;

$$U_d \geq U_{нр}, \text{ кВ},$$

б) По номинальному разрядному току. $I_n = 10 \text{ кА}$;

в) По значению остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не больше значения выдерживаемых напряжений электрооборудованием при коммутационных перенапряжениях, определяемых уровнем испытательных напряжений по ГОСТ1516.3-96;

$$U_{ост} \leq U_{выд}.$$

г) величине тока срабатывания противозрывного устройства.

д) По удельной энергоемкости. Принимаем $W_{опн} = 3,5 \text{ кДж/кВ}$;

Принимаем к установке Ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией типа ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1 и ОРУ-35 кВ ОПН-35/40,5-10/650(II) УХЛ1.

Результаты проверки ограничителей перенапряжений приведены в таблице 3.24.

Таблица 3.24 – Проверка ограничителей перенапряжений

Место установки	Расчетные данные			Каталожные данные			
	$U_{нр}$, кВ	I_n , кА	$U_{выд}$, кВ	$U_{опн}$, кВ	U_d , кВ	I_n , кА	$U_{ост}$, кВ
ОРУ-110 кВ ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1	76,5	10	285,5	110	88	10	224
ОРУ-35 кВ ОПН-35/40,5-10/650(II) УХЛ1	35	10	206,2	35	40,5	10	139

3.12 Выбор и проверка проводников

На подстанции применены гибкая ошиновка ОРУ 110 и 35 кВ.

Гибкая ошиновка сети 110 кВ выполнена одним проводом АС 120/19 в фазе (длительно допустимый ток 390 А). Гибкая ошиновка сети 35 кВ выполнена одним проводом АС 240/32 в фазе (длительно допустимый ток 605 А) [1].

Расчет для ошиновки 110 кВ.

Проверка по длительно допустимому току%

Номинальный расчётный ток по формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7;$$

$$I_{доп.} = 390 \text{ А}; I_{доп.} > I_{ном.расч.}$$

Расчет для ошиновки 35 кВ.

Проверка по длительно допустимому току:

Номинальный расчётный ток по формуле (3.15):

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35;$$

$$I_{доп.} = 605 \text{ А для ошиновки выполненной маркой провода АС 240/32};$$

$$I_{доп.} > I_{ном.расч.}$$

Результаты проверки проводов в таблицы 3.25 и 3.26.

Таблица 3.25 – Проверка проводов ОРУ 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
$I_{нр}, \text{А}$	183,7	$I_{ном}, \text{А}$	390	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$

Таблица 3.26 – Проверка проводов ОРУ 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
$I_{нр}, \text{А}$	577,35	$I_{ном}, \text{А}$	605	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$

Вывод: провод соответствует расчетным параметрам.

3.13 Расчет количества изоляторов в гирлянде 110, 35 кВ

Согласно ПУЭ 7-е издание количество тарельчатых изоляторов в гирляндах для ВЛ на металлических и железобетонных опорах определяется по формуле [1]:

$$m = \frac{L}{L_{И}}, \quad (3.28)$$

где $L_{И}$ – длина пути утечки одного изолятора, см;

L – длина пути утечки гирлянды изоляторов, см., определяемая по формуле:

$$L = \lambda_{Э} \cdot U \cdot k, \quad (3.29)$$

где U – наибольшее рабочее межфазное напряжение, кВ, по ГОСТ 721-77

$\lambda_{Э}$ – удельная эффективная длина пути утечки изолятора, см/кВ [1];

k – коэффициент использования длины пути утечки:

$$k = k_{И} \cdot k_{К}, \quad (3.30)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования изолятора;

$k_{К}$ – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Согласно ПУЭ, если число m не даёт целого числа, то выбираем ближайшее большее целое число. На ВЛ напряжением 35-110 кВ с металлическими, железобетонными и деревянными опорами с заземленными креплениями гирлянд количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с 1-2-й степенью загрязнения атмосферы следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с полученным количеством [1].

Расчёт количества изоляторов ПСВ 120Б в натяжной гирлянде 35 кВ:

$$m = \frac{2,25 \cdot 40,5 \cdot 1,25 \cdot 1}{44,2} + 1 = 3,57 \text{ шт.}$$

Для натяжной гирлянды ОРУ 35 кВ количество изоляторов ПСВ 120Б составляет 4 шт.

Расчёт количества изоляторов ПСВ 120Б в натяжной гирлянде 110 кВ:

$$m = \frac{2,0 \cdot 126 \cdot 1,25 \cdot 1}{44,2} + 1 = 8,13 \text{ шт.}$$

Для натяжной гирлянды ОРУ 110 кВ количество изоляторов ПСВ 120Б составляет 9 шт.

3.14 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. В расчетах будем использовать зимний максимум исходя из того, что в зимний период трансформатор собственных нужд является наиболее загруженным. Полная расчетная мощность для зимы S_3 , кВА, определяется по формуле:

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_3)^2 + (\sum Q_3)^2} \quad (3.31)$$

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности летнего и зимнего максимума для расчета ТСН приведены в таблице 3.25.

Полная мощность зимнего максимума по формуле 3.14.1:

$$S_3 = \sqrt{90,44^2 + 18,23^2} = 92,26 \text{ кВА.}$$

За расчетную мощность ТСН принимается полная мощность зимнего максимума:

$$S_P = 92,26 \text{ кВА.}$$

$$160 \text{ кВА} > 92,26 \text{ кВА.}$$

Мощности трансформаторов ТСН-1, ТСН-2 ТМГ-160 достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица 3.27 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Рз, кВт	Qз, кВАр
1	2	3
Обогрев приводов выключателей	23,24	2,4
Отопление аккумуляторной	3	0,7
Освещение ОПУ, ЗРУ	2	0,43
Аварийное освещение ОПУ	1	0,1
Отопление ОПУ	14	3,4
Отопление ЗРУ	8	1,7
Остальная нагрузка	39,2	9,5
Суммарная мощность потребителей	90,44	18,23

3.15 Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного устройства

3.15.1 Выбор аккумуляторной батареи.

Батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции) [1].

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В [1]:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Щит постоянного тока производства ООО «Системы постоянного тока» г. Новосибирск. Оборудование проектируемой системы оперативного постоянного тока (СОПТ) включает в себя аккумуляторную батарею, щит постоянного тока (ЩПТ), два зарядно-выпрямительных устройства. Предусматривается установка ЩПТ, состоящего из трех шкафов – шкафа ввода и секционной связи и двух шкафов отходящих линий. Устанавливаемый ЩПТ оснащен цифровыми измеритель-

ными приборами, устройством защиты от импульсных перенапряжений и позволяет осуществлять контроль симметрии АБ, контроль и измерение сопротивления изоляции шин, контроль напряжения на шинах.

Каждое ЗВУ рассчитано на полную нагрузку СОПТ. ЗВУ позволяют обеспечить надежную работу в режиме постоянного подзаряда элементов АБ, а также возможность питания нагрузки СОПТ при отключении АБ.

Кабели в СОПТ предусмотрены с медными жилами.

Питание ЗВУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

В таблице 3.28 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица 3.28 – Постоянная нагрузка

№	Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	Панели РЗА, сигнализация	724	3,29
2	Аварийное освещение	1100	5
3	Питание приводов выключателей 110 кВ	1980	9
4	Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
5	Питание приводов выключателей 6 кВ	962	4,4
6	Панели РЗА, сигнализация	10787	49,03

3.15.2 Выбор аккумуляторной батареи

Согласно «Техническим требованиям к системе оперативного постоянного тока подстанций» к расчету принимаем необслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы.

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$$I_{уст} = I_{ДЛ} + I_{АО}, \quad (3.32)$$

где $I_{ДЛ}$ – ток постоянной нагрузки РЗА (3,29 А);

$I_{АО}$ – ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$$I_{уст} = 3,29 + 5 = 8,29 \text{ А.}$$

Учитывая, что в конце аварийного режима имеет место кратковременная толчковая нагрузка, то расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_k}, \quad (3.33)$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

T_k – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С T_k соответствует 0,94.

$$I_{уст1} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 11,1 \text{ А,}$$

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{пр} + I_{уст}}, \quad (3.34)$$

где $t_{авар}$ – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин (2 часа);

$I_{пр}$ – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции (51,4 А).

$$t_1 = \frac{11,1 \cdot 120}{51,4 + 8,29} = 22,3 \text{ мин.}$$

Ток 51,4 А за 22,3 минут выдержит принимаемая батарея типа Vb 2306 VARTA (300 А·ч), 104 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

3.15.3 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 3,29 А и тока подзаряда батареи 0,1 С10 = 30 А, что в сумме дает 33,29 А.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 40 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

3.16 Выбор высокочастотных заградителей

ВЧ заградители предназначены для ослабления действия высоковольтного оборудования на воздушные линии электропередачи, которые используются для высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электро-сетями. Если кратко, то ВЧ-заградители являются заграждающим фильтром для высоких частот. Устанавливаются заградители в линейные провода линий электропередачи.

Выбор высокочастотных заградителей проведем по номинальным и ударным токам.

Проверка высокочастотных заградителей типа ВЗ – 630 – 0.5 У1 110 кВ установленных на ВЛ 110 кВ.

Сравнение расчетных и каталожных данных для ВЧЗ приведены в таблице 3.29.

Таблица 3.29 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н = 110 кВ	U _р = 110 кВ	U _р ≤ U _н
I _н = 630 А	I _{рmax} = 40 А	I _р ≤ I _н
i _{пред.скв} = 41 кА	i _{уд} = 6.400 кА	i _{уд} ≤ i _{дин}
ВДОП = 256 кА ² с	ВК = 20.670 кА ² с	ВК ≤ ВДОП

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным параметрам, замена не требуется.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Общие положения.

Данный раздел отражает технические решения в части релейной защиты и автоматики:

Все выбранные комплекты защит и автоматики отвечают требованиям следующих нормативных документов:

- Правилам устройства электроустановок редакция 7.
- Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028.2009 .
- Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства РЗА присоединений 110-220кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-33.040.20.022-2009.

Устройства релейной защиты и автоматики отвечают предъявляемым к ним требованиям по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности. Отключение любого поврежденного элемента сети осуществляется с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивости бесперебойной работы неповрежденной части системы, а также ограничения области и степени повреждения.

Для реализации проекта в части РЗА, на подстанции применяются следующие виды кабелей (по назначению) [1]:

1. Контрольные кабели;
2. Кабели связи.

Электрические связи релейной защиты и автоматики выполнены экранированными не распространяющими горение кабелями с низким дымовыделением с медными жилами КВВГЭнг(А)-LS [1].

Экраны контрольных кабелей заземляются с обоих концов. Этот способ является наилучшим для снижения синфазных помех [1].

4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов и выбор устройств защит.

Основные технические решения по релейной защите и автоматике (РЗА) приняты исходя из общих требований предъявляемых к релейной защите, технических требований, а также действующими нормативными документами.

По настоящему титулу предусмотрена организация систем РЗА на ПС 110 кВ ЗИФ и определён необходимый состав устанавливаемых и объёмы модернизации существующих устройств РЗА.

В соответствии единой технической политике в электросетевом комплексе, при выборе микропроцессорных устройств РЗА, для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется, как правило, использовать оборудование, обеспечивающее совместимость и унификацию.

Ввиду этого, шкафы присоединений 110 кВ (линий 110 кВ, предусматриваются производства ООО «НПП ЭКРА»; трансформаторов, присоединений 6 и 35 кВ – ЗАО "НПФ Радиус".

В рамках данной ВКР подробно будут рассмотрены защиты только Т-1 и Т-2.

4.1.1 Релейная защита и автоматика линий 110 кВ

В настоящий момент в помещении ОПУ установлены панели защит линий 110 кВ на базе электромеханических реле. В соответствии с технических требованиями, а также руководствуясь действующими НТД, проектом предусматривается установка шкаф защит и автоматики линий 110 кВ на базе МП терминалов защит.

Для линий ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ 1 цепь 1,2, предусматриваются шкафы соответственно, устанавливаемые в свободном ряду помещения ОПУ. Тип устанавливаемых шкафов ШЭ2607 011021, производства ООО "НПП ЭКРА". Каждый шкаф состоит из двух комплектов защит, выполняющих следующие функции:

Первый комплект, на базе МП терминала, реализует функции:

- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройства резервирования отказов выключателем (УРОВ). При срабатывании УРОВ выдается сигнал на отключение присоединения 110 кВ соответствующей секции шин через комплект дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО).
- АПВ;
- пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности;
- токовая отсечка;
- две ступени максимальной токовой защиты.

Второй комплект, на базе МП терминала реализует функции:

- содержит пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий,
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- две ступени максимальной токовой защиты.

4.1.2 Управление и сигнализация

На ПС предусматривается установка шкафа центральной сигнализации, типа ШЭРА-ЦС-2002, на базе двух терминалов «Сириус-2-ЦС».

В шкафу организованы шинки четырёх участков сигнализации:

1. шкафы защит и автоматики присоединений 110 кВ и общеподстанционные устройства (ЩСН, ЩПТ, РОС и тд.)
2. шкафы защит и автоматики присоединений 35 кВ;
3. ячейки отходящих присоединений 6 кВ.
4. резервный участок сигнализации.

На шкафах предусматривается установка ключей управления, ламп сигнализации положения силовых выключателей 110, 35 кВ и 6 кВ (для ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ); измерительных приборов параметров присоединений 110 кВ, 35кВ и 6кВ (кроме отходящих линий 6кВ) [11].

4.1.3 Решения по оперативной блокировке подстанции

В помещении ОПУ ПС 110 кВ ЗИФ предусматривается установка шкафа оперативной блокировки на базе МП терминалов, типа ШЭРА-ОБ-3001.

Шкаф состоит из трёх комплектов.

Для разъединителей и заземляющих ножей выполняется блокировка, исключающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой;
- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделённом разъединителями от участков, находящихся под напряжением, кроме случаев заземления нейтрали включением заземляющего ножа;
- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;
- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи. Для достижения этого выключатель отделяется от других участков цепей разъединителями, заблокированными с заземляющими ножами. При этом включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключенных разъединителях с обеих сторон выключателя, и наоборот, включение разъединителя с одной стороны выключателя возможно только при отключенных заземляющих ножах с обеих сторон выключателя (кроме заземляющих ножей линейных разъединителей в сторону линий).

Оперативная блокировка не запрещает включение выключателей.

6.8. Релейная защита и автоматика ВЛ 35 кВ

Для защит ВЛ-35кВ устанавливается шкаф в помещении ОПУ.

В шкафу предусмотрены три комплекта защит и автоматики ВЛ-35 кВ на базе МП терминала «Сириус-2-МЛ», выполняющего следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов (любая ступень может быть выполнена направленной, а также может иметь комбинированный пуск по напряжению);

- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ)

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;

- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (может быть выполнена направленной);

- защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;

- защита минимального напряжения (ЗМН);

- защита от повышения напряжения (ЗПН);

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя

- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

- однократное АПВ.

.11. Релейная защита и автоматика отходящих линий 6 кВ

Терминал защит отходящего присоединения 6 кВ, типа «Сириус-21-Л» размещается в релейном отсеке ячейки присоединения, выполняет следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений;

- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);

- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;

- УРОВ;

- однократное АПВ;

- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;

- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.
- защита от однофазного замыкания на землю.

4.1.4 Система сбора и передачи информации с терминалов РЗА

На подстанции предусматривается система сбора и передачи информации (ССПИ) на базе ростовского шкафа в помещении ОПУ.

ССПИ выполняет следующие функции:

- сбор (измерение), первичная обработка, контроль и регистрация текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети;
- сбор, обработка, контроль и регистрация текущей дискретной информации о состоянии схемы соединений и оборудования подстанции;
- интеграция устройств подсистем (РЗА, ПА, РАС, ОМП) различных производителей;
- формирование сигналов аварийно-предупредительной сигнализации о различных технологических событиях;
- синхронизация времени всех устройств, входящих в состав системы с точностью до 1 мс;
- обмен информацией с центрами управления с использованием стандартных протоколов;
- организация и ведение архивов информации с представлением архивных данных на АРМе оператора;

Для выполнения функций, реализуемых шкафом, используется промышленное компьютерное оборудование, которое работает под управлением операционной системы и специализированного программного обеспечения, разработанного производителем оборудования РЗА.

К установке предусматривается шкаф информационно-технологического оборудования (ШИТО), типа ШЭ2608 007, производства ООО "НПП ЭКРА".

4.1.5 Сети передачи данных и связи

В соответствии с техническими требованиями при реконструкции ПС 110 кВ ЗИФ предусматривается передача телеинформации и диспетчерской связи на ДП Филиала АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети.

Передача информации на ДП В осуществляется в абсолютных значениях измеряемых величин по основному и резервному каналам связи без промежуточной обработки, суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС предусматривается в пределах одной 1 секунды.

4.1.6 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

На ПС 110 кВ ЗИФ в рамках данной ВКР предусматривается установка шкафов типа ШЭРА-ТТ-40016 защит и автоматики трансформаторов Т1, Т2. Шкаф состоит из четырёх комплектов, на базе МП терминалов:

1. Комплект основной защиты трансформатора, выполняет следующие функции: [11]

- дифференциальная токовая защита с торможением от всех видов КЗ (ДЗТ);
- максимальная токовая защита ВН, СН, НН с пуском по напряжению. Защита действует на отключение соответствующего выключателя;
- защита от перегрузки (ЗП ВН, ЗП СН, ЗП НН). Защита действует на сигнал;
- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- приём и обработка сигналов газовой (ГЗТ) и технологической защиты;
- цепи технологических защит
- При срабатывании основных защит трансформатора (ДЗТ и ГЗТ) терминал подает сигналы на отключение всех выключателей (110кВ, 35 и 6 кВ) трансформатора с запретом АПВ этих выключателей [11].

Структурно-функциональная схема комплекта основных защит трансформатора представлена на листе 6 графической части.

2. Комплект резервной защиты трансформатора и АУВ 110кВ, выполняет функции:

- максимальная токовая защита от междуфазных КЗ. В действие введена ступень «МТЗ-2», действующая на отключение выключателя 110кВ трансформатора;

- приём и обработка сигналов газовой и технологической защиты. Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон.

- автоматика управления выключателем;

- трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).

- Контроль работоспособности выключателя по ряду дискретных входов.

- УРОВ.

- Контроль времени включения и отключения выключателя.

- Защита электромагнитов управления от длительного протекания тока и формирование сигнала во внешние цепи на обесточивание электромагнитов с выдержкой времени.

4.2 Расчет уставок выбранных защит

В качестве примера в данной ВКР будут рассмотрены расчеты уставок релейной защиты и автоматики [5]

- дифференциальной защиты трансформатора Т-1;

- защиты от перегрузки трансформатора Т-1;

- защит В 35 кВ Т-1.

4.2.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1.

Защищаемый трансформатор ТДТН-25000/110/35/6 УХЛ1, $Y_n / Y_n -D-0-11$.

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

- на стороне ВН – 300/5;

- на стороне СН – 800/5;

- на стороне НН – 4000/5.

Номинальные токи сторон силового трансформатора определяются по выражению (4.1):

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение стороны.

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности, производится по выражению (4.2):

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности трансформатора;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации ТТ;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, при штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{сх}}$ принимается равным 1.

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на стороне ВН:

1. Первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора по выражению (4.1):

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А.}$$

2. Первичный ток на стороне СН защищаемого трансформатора по выражению (4.1):

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 379,9 \text{ А.}$$

3. Первичный ток на стороне НН защищаемого трансформатора по выражению (4.1):

$$I_{ном.перв} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А.}$$

1. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности по выражению (4.2) на стороне ВН:

$$I_{ном.втор} = \frac{125,51 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 2,09 \text{ А.}$$

2. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности по выражению (4.2) на стороне СН:

$$I_{ном.втор} = \frac{374,9 \cdot 1}{\frac{800}{5}} = 2,343 \text{ А.}$$

3. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности по выражению (4.2) на стороне НН:

$$I_{ном.втор} = \frac{2291 \cdot 1}{\frac{4000}{5}} = 2,864 \text{ А.}$$

Принятые значения уставок с округлением до двух знаков после запятой приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Принятые значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		ВН	СН	НН
Принятые значения уставок	« <i>I</i> _{ном ВН} », « <i>I</i> _{ном СН} », « <i>I</i> _{ном НН} » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	2,09	2,34	2,86

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Базовая уставка $I_{\partial 1} / I_{баз}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5.

Значение $I_{\partial 1} / I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора определяется с помощью выражения (4.3):

$$I_{\partial 1} / I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (4.3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{НБ.расч}$ – относительный ток небаланса определяется по формуле (4.4):

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}, \quad (4.4)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать 2;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаем 1;

$\Delta U_{рпн} = 0,16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением $\Delta f_{выр} = 0,04$.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4.$$

Значение $I_{\partial 1} / I_{баз}$ по формуле (4.3):

$$I_{\partial 1} / I_{баз} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48.$$

Принимаем $I_{\partial 1} / I_{баз} = 0,5$.

Коэффициент торможения определяется по формуле (4.5):

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot K_{\text{отс}} \frac{I_{\text{НБ.расч}}}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (4.5)$$

где $K_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока, определяется по формуле (4.6):

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч}}} \quad (4.6)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775.$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1,2 \frac{0,4}{0,775} = 62\%.$$

Принимаем $K_{\text{торм}} = 62\%$.

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики $I_m / I_{\text{ном}} = 2$.

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике $I_{\partial z 2} / I_{\partial z 1} = 0,15$.

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

При выборе уставки дифференциальной отсечки необходимо учитывать два условия:

- отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ);
- отстройка от режима максимального тока внешнего КЗ (сквозного тока).

По условию отстройки от режима БНТ уставка ДО должна приниматься не менее 6 ($I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$).

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ определяется по формуле (4.7):

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}. \quad (4.7)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается 3,0;

$I_{кз.вн.макс.}$ – относительное значение тока внешнего КЗ, определяется по формуле (4.8).

$$I_{кз.вн.макс.} = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ}}, \quad (4.8)$$

где $I_{КЗ} = 617,8$ – наибольший ток внешнего КЗ;

$I_{НОМ}$ – номинальный ток стороны трансформатора, соответствующий номинальной мощности.

$$I_{кз.вн.макс.} = \frac{617,8}{125,511} = 4,92.$$

$$I_{диф} / I_{баз} = 1,2 \cdot 0,5 \cdot 4,92 = 2,95.$$

Принимаем $I_{диф} / I_{баз} = 3$.

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial I} / I_{баз}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем $I_{диф} / I_{баз} = 0,1$; $T = 10с$.

На рисунке 4.1 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

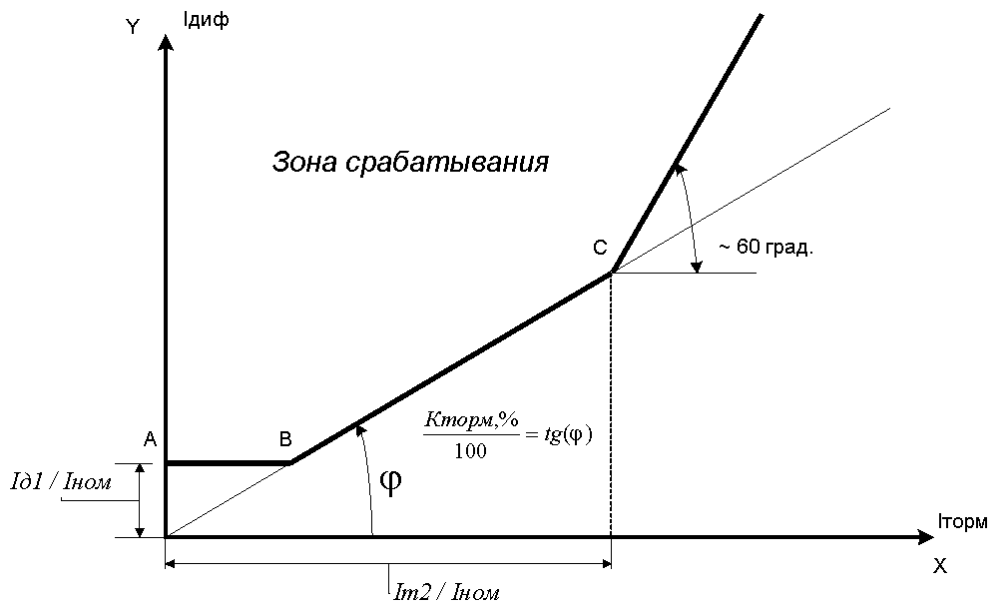


Рисунок 4.1 – Тормозная характеристика

4.2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП) определяется по выражению (4.9):

$$I_{зп.ТР} = I_{ном.ТР} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}, \quad (4.9)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_{\epsilon} = 0,95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{ном.ТР}$ – номинальный первичный ток обмотки.

Для стороны ВН по выражению (4.9):

$$I_{зп.ТР.ВН.} = 125,51 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 138,72 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зп.ВН.} = \frac{I_{зп.ТР.ВН.}}{K_{тт.ВН}},$$

$$I_{уст.зн.ВН.} = \frac{138,72}{\frac{300}{5}} = 2,3 \text{ А.}$$

Для стороны СН по выражению (4.9):

$$I_{зн.ТР.СН.} = 374,9 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 414,36 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зн.СН.} = \frac{I_{зн.ТР.СН.}}{K_{тт.СН}},$$

$$I_{уст.зн.ВН.} = \frac{416,36}{\frac{800}{5}} = 2,59 \text{ А.}$$

Для стороны НН по выражению (4.9):

$$I_{зн.ТР.НН.} = 2291 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 2532 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зн.НН.} = \frac{I_{зн.ТР.НН.}}{K_{тт.НН}},$$

$$I_{уст.зн.НН.} = \frac{2532}{\frac{4000}{5}} = 3,165 \text{ А.}$$

Таблица 4.2 – Принятые значения уставок защиты от перегрузки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		ВН	СН	НН
Принятые значения уставок	« <i>I_{ном ВН}</i> », « <i>I_{ном СН}</i> », « <i>I_{ном НН}</i> » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	2,31	2,59	3,16

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС 110 кВ ЗИФ

5.1 Анализ компоновки подстанции

Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ выполнены открытого типа. Общеподстанционный пункт управления располагается в отдельностоящем здании с расположенным в нем залом релейных панелей.

Защита силового оборудования 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений производится посредством ОПН, выбор которого представлен в главе 3 текущей ВКР.

5.2 Характеристика заземляющего устройства

В ВКР предусматривается реконструкция контура заземления подстанции в пределах устанавливаемого оборудования. Проектируемое заземляющее устройство присоединить к существующему заземляющему устройству при пересечении контуров. Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ. Вновь устанавливаемое оборудование необходимо присоединить к контуру заземления стальной полосой сечением 5x40 мм. Проектируемое ЗУ выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей [1].

План контура заземления разрабатывается в проектной документации.

Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения. Количество и места их установки приведены на главной электрической схеме.

Сопротивление заземляющего устройства ПС 110 кВ ЗИФ в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

5.3 Расчет заземляющего устройства

План контура заземления подстанции представлен в графической части на чертеже листа 5.

Проверка на термическую стойкость полосы заземления.

Расчет по проверке стальной полосы сечением 5x40 на термическую

стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет произведён в следующей последовательности:

Минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, рассчитывается в соответствии с формулой (5. 1):

$$S_{\text{ТЕР.МИН}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (4.9)$$

где B_k – значение интеграла Джоуля при к. з.

C_T – для стали значение параметра равно = $70 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$S_{\text{ТЕР.МИН}} = \frac{\sqrt{(5,03 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,5 + 0,01)}}{70} = 51,3 \text{ мм}^2.$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбрана стальная полоса сечением $5 \times 40 \text{ мм}^2$.

$$200 \text{ мм}^2 \geq 51,3 \text{ мм}^2.$$

Вывод: По условию термической стойкости стальная полоса сечением 5×40 проверку проходит.

5.4 Расчет молниезащиты.

Расчет молниезащиты подстанции выполнен согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений», РД 34.21.121 «Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов», СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, проектируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью

гроз 20-40 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Категория зоны молниезащиты – III. Эта зона обладает надежностью $P=0,9$ (СО-153-34.21.122-2003, таблица 2.2).

Исходя из допустимого уровня надежности выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов.

Молниезащита на подстанции организована отдельностоящими молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110, 35 кВ. Высоты молниеприемников указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Высота молниеприемников

Наименование молниеприемника	Высота, м
М1	24,3
М2	24,3
М3	24,3
М4	24,3
М5	24,3
М6	24,3

План молниезащиты подстанции представлен на графической части листа 5. Подробный расчет молниезащиты ПС приведен в приложении А.

6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2021 г. рекомендуется принимать равным 5.29 [41].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

6.1 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (6.1)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [42];

K_p – районный коэффициент для Амурской области;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2021 г.

В таблице 6.1 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта реконструкции, и их базовая стоимость на период 2000 г. [43].

Таблица 6.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ЗИФ	ТДТН-25000/110	2	5050
Итого			10100

Капитальные затраты на реконструкцию ячеек подстанции представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ ЗИФ	6 кВ	0	0
ПС 110 кВ ЗИФ	35 кВ	3	6300
ПС 110 кВ ЗИФ	110 кВ	2	12600
Итого			18900

Постоянная часть затрат представлена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии 110 кВ	19500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{ПС} = (18900 + 10100 + 19500) \cdot 6,3 \cdot 1,7 = 519435 \text{ тыс.руб.}$$

Как видно, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

6.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукты или работу. Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования определяются по формуле [44]:

$$I_{\text{AM}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (6.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{AM}} = \frac{519435}{20} = 25970 \text{ тыс.руб.}$$

6.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования имеют важное значение, и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле: [44]

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (6.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 105 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,84 руб./кВт·ч. [45].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 105 \cdot 2,84 = 298,2 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}} \quad (6.4)$$

где $K_{\text{пс}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{вл}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эрс}} = 0,067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [45].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 519400 \cdot 0,067 = 34800 \text{ тыс.руб.}$$

6.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=tn}^{T_{\text{ок.п}}} (O_{\text{пт}} - I_t - H_t) = \sum_{t=tn}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{чт}} - I_{\text{амт}}) \quad (6.5)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{ам_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход. Этот показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t} ; \quad (6.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении А. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 6.4.

Таблица 6.4– Расчёт чистых денежных потоков

Год	К _t , млн. руб.	О _{рт} , млн. руб.	И _{эксп.т} , млн. руб.	Н _t , млн. руб.	Э _t , млн. руб.	(1+E) ^{-t}	Э _д , млн. руб.	Э _{дΣ} , млн. руб.
1	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,91	383,55	-62,86
2	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,86	362,48	299,62
3	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,82	345,62	645,24
4	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,78	328,76	974
5	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,75	413,51	1387,51
6	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,71	391,45	1778,97
7	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,68	374,9	2153,89
8	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,65	358,37	2512,27
9	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,61	336,32	2848,59
10	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,59	325,29	3173,89
11	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,56	308,7	3482,64
12	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,53	292,21	3774,86
13	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,51	281,18	4056,05
14	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,48	264,6	4320,69
15	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,46	253,6	4574,32
16	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,44	242,5	4816,91
17	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,42	231,5	5048,48
18	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,4	220,54	5269,02
19	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,38	209,51	5478,53
20	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,36	198,48	5677,02

Принимаемые допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 6.1.

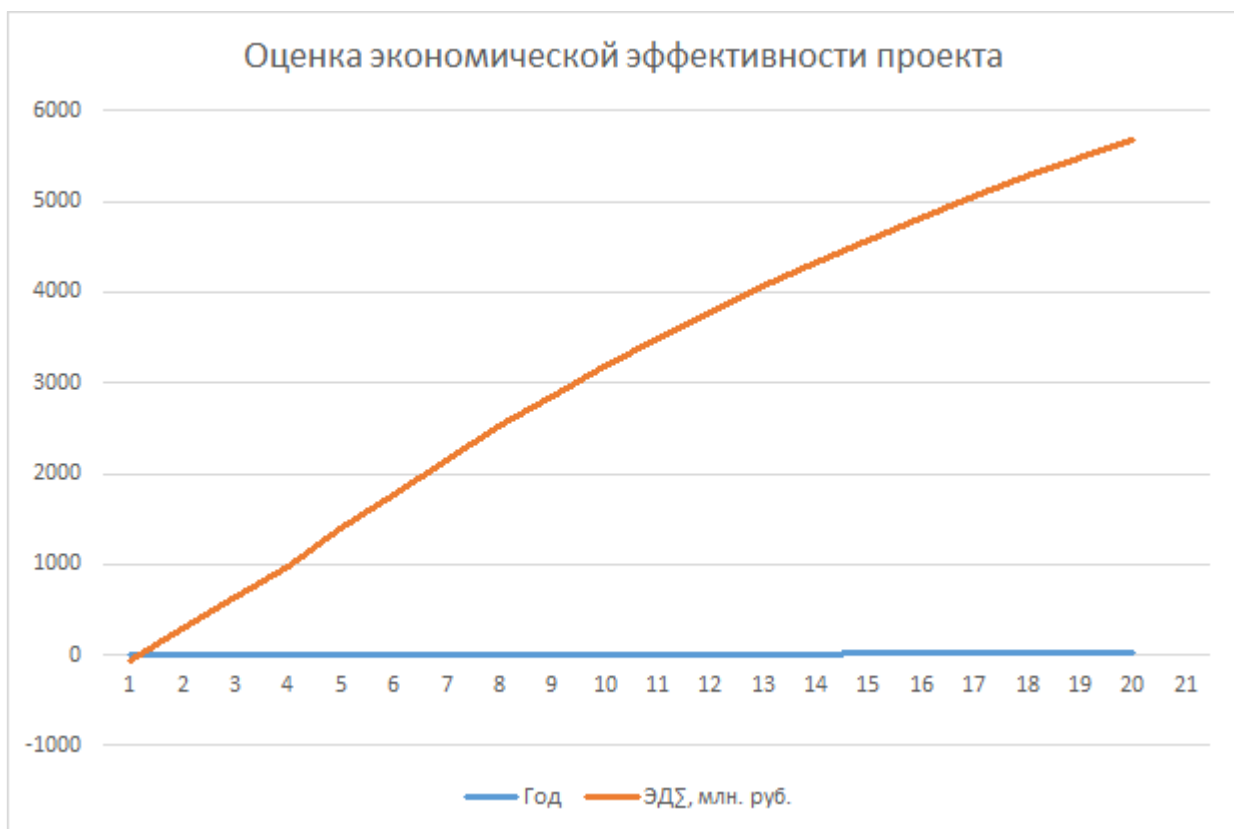


Рисунок 6.1 - Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются на 1-2 год. Следовательно, проект строительства рекомендуется к реализации.

7.1 Охрана труда на ПС 110 кВ ЗИФ

Для персонала электрохозяйств важнейшим вопросом охраны труда является электробезопасность, представляющая собой систему организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Организационные мероприятия по предупреждению поражения электрическим током состоят в регламентации действий дежурного и ремонтного персонала при выполнении им своих обязанностей,» отношении порядка работ и применения защитных средств.

При необходимости осмотр камер закрытых РУ с входом за ограждение разрешается одному лицу с квалификационной группой не ниже IV [13].

Оперативные переключения в РУ производятся по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного персонала, в введении которого находится данное электрооборудование [13].

Для защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов необходимо применять соответствующие средства защиты [13].

Для защиты от поражения электрическим током служат следующие защитные средства: указатели напряжения; слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках напряжением до 1000 В; диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие накладки и подставки; переносные заземления; оградительные устройства, диэлектрические колпаки, плакаты и знаки безопасности [13].

Для защиты головы от ударов случайными предметами в помещениях с действующим энергооборудованием, в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ), открытых распределительных устройствах (ОРУ), колодцах, камерах, каналах и туннелях, строительных площадках и ремонтных зонах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем [13].

7.2 Экологичность

7.2.1 Источники шума и их шумовые характеристики

Шумовыми характеристиками технологического и инженерного оборудования, создающего постоянный шум, являются уровни звуковой мощности, в восьми октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 63-8000 Гц (октавные уровни звуковой мощности), а оборудования, создающего непостоянный шум, - эквивалентные уровни звуковой мощности и максимальные уровни звуковой мощности в восьми октавных полосах частот.

Основными источниками шума на ПС являются её отдельные установки, в частности трансформаторы, двигательная и другая нагрузка.

Таблица 7.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

№ п/п	Наименование	Количество
1	Трансформатор силовой масляный ТДТН-25000/110/35/6 УХЛ1	2

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА [42].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ) [14]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [14]:

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{W_{Ai}}}; \quad (7.1)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 89} = 92,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{wAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$ / Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [14]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{wA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (7.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (92,01 - 50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,28 м.

7.2.2 Воздействие реконструируемого объекта на окружающую природную среду района расположения объекта

7.2.2.1 Воздействие на атмосферный воздух при реализации проектных решений

При реализации проектных решений в период строительства загрязнение атмосферы будет происходить от следующих неорганизованных источников [40]:

– №6001 – выброс отработавших газов от двигателей при работе строительной техники;

– №6002 – выброс отработавших газов от двигателей при проезде транзитного транспорта (внутренний проезд);

– №6003 – выброс загрязняющих веществ при проведении лакокрасочных работ;

- №6004 – выброс загрязняющих веществ при проведении сварочных работ;
- № 6005 - выбросы пыли неорганической при проведении земляных работ;
- № 0001 – работа ДЭС и компрессора.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт и строительная техника, при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, а также при работе под нагрузкой, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота (IV) оксид, азота оксид, сажа и серы (IV) оксид [40];

- лакокрасочные работы, при этом выбрасываются: диметилбензол, взвешенные вещества, уайтспирит [40];

- сварочный пост, при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются оксид железа, марганец и его соединения.

Основными источниками загрязнения атмосферы в период реконструкции будут автотранспорт и строительная техника, используемая при строительномонтажных работах, сварочные и покрасочные работы.

При эксплуатации реконструируемого объекта источники загрязнения атмосферного воздуха отсутствуют: постоянно работающей техники нет, устанавливаемое оборудование на ПС не является источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

7.2.2.2 Воздействие объекта на состояние поверхностных вод

При реализации проектных решений не будет производиться забор воды из природных источников, сброс загрязненных стоков, проведение работ в охранной зоне водных объектов [44].

Площадку работ не пересекают водотоки.

В период строительства и реконструкции сбросы загрязняющих веществ (нефтепродуктов) в поверхностные и подземные водные объекты не предусмат-

риваются: заправка строительной техники осуществляется на АЗС расположенной в ближайшем населенном пункте, ремонт и обслуживание – на базе подрядчика.

7.2.2.3 Воздействие объекта на территорию, условия землепользования и геологическую среду

Категория земель – земли населенных пунктов [32].

Проектируемый объект не располагается на землях сельскохозяйственного назначения, землях особо охраняемых природных территорий, землях коренных и малочисленных народов.

Воздействие объекта на территорию, условия землепользования и геологическую среду выражается в изменении микрорельефа при реконструкции и в незначительном изменении условий поверхностного стока, но все земляные работы проводятся на территории уже ранее затронутой деятельностью человека.

Для отсыпки площадок (планировка территории ПС, отсыпка котлованов) необходим ПГС. Благоустройство территории ПС заключается в отсыпке затронутой строительством площадки щебнем толщиной 100 мм.

При строительстве объекта происходит незначительное воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду.

Воздействие реконструируемого объекта на земельные ресурсы проявляется в виде:

1. организацией мест складирования отходов;
2. нарушение земель при размещении объектов, изменение микрорельефа;
3. перемещение земляных масс при проведении работ по реконструкции;
4. незначительное изменение условий поверхностного стока.

Проектом предусматривается благоустройство территории в пределах участка на реконструируемой площади: после завершения работ убирается строительный мусор, ликвидируются ненужные выемки и насыпи, выполняются микропланировочные работы.

Для охраны земель при выполнении монтажных работ необходимо обеспечить: [32]

- исключение выбросов (сбросов) загрязняющих веществ на территорию объекта и прилегающие земли;
- рациональное использование земель при складировании конструкций во время строительства.

Проектируемый объект не вызывает ощутимого изменения нагрузок на грунты оснований. Земли, на которых размещается объект, в результате работ не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению.

7.3 Пожарная безопасность

Концепция системы обеспечения противопожарной защиты в проекте разработана с учетом конструктивных, объемно-планировочных и иных особенностей объекта.

Система противопожарной защиты включает мероприятия, обеспечивающие эвакуацию людей из зданий, и гарантирует тушение возможного пожара. Система обеспечения пожарной защиты предусматривает соблюдение необходимых противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями, обеспечение подъездов для пожарных автомобилей, проектирование огнестойких зданий, применение современных активных и пассивных средств защиты от пожара, автоматизацию систем и средств противопожарной защиты, их надежное электропитание [23].

Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности или их комбинацию [22].

7.3.1 Способы обеспечения пожарной безопасности, системы предотвращения пожара

Предотвращение образования горючей среды и внесения в нее источников зажигания предусмотрено следующими способами [22]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;

- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасным способом их размещения;
- изоляцией горючей среды, применением изолированных отсеков;
- поддержанием температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной группе, зоне и категории в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» и ПУЭ, применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания, применение технологического процесса и оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искробезопасности, исключение возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания [1].

Ограничение массы и объема горючих веществ и материалов, а также наиболее безопасный способ их размещения предусматривается уменьшением массы горючих веществ и материалов, находящихся одновременно в помещении.

7.3.2 Способы обеспечения пожарной безопасности, системы противопожарной защиты

Противопожарная защита достигается применением следующих способов [23]:

- применением первичных средств пожаротушения;
- применением автоматических установок пожарной сигнализации;
- применением негорючих материалов, а также материалов, не способных распространять горение по поверхности, для отделки стен и потолков на путях эвакуации людей;

- устройствами, обеспечивающими ограничение распространения пожара;
- организацией с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения и эвакуации людей.

Для ограничения распространения пожара за пределы очага применяются [23]:

- устройство противопожарных преград;
- установление предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, а также этажности зданий и сооружений.

На объекте проектирования обеспечение своевременного оповещения людей и сигнализации о пожаре в его начальной стадии достигается техническими средствами.

7.3.3 Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Допуск к самостоятельной работе вновь поступивших работников или при переводе на другую работу осуществляется после прохождения инструктажа по пожарной безопасности [24].

Кроме этого, периодически проводятся повторные инструктажи, сроки проведения повторных инструктажей устанавливаются системой управления охраны труда [24].

В должностных инструкциях для каждого работника указаны действия при пожарах. Должностные инструкции находятся на каждом рабочем месте [23].

Перед выполнением работником работы, на которую оформляется наряд-допуск, руководитель подразделения проводит с этим работником целевой инструктаж.

В период работы персонал объекта периодически обучается по программе пожарно-технического минимума, по окончании которого он сдает зачет комиссии, назначенной приказом руководителя. Проверка знаний осуществляется периодически:

- один раз в год для персонала;
- один раз в три года для инженерно-технических работников (ИТР).

В целях повышения пожаробезопасности проводятся:

- один раз в 3 месяца инструктаж по пожарной безопасности на рабочем месте;
- каждый месяц противоаварийная тренировка с разбором действий персонала при аварии (ЧС).

К организационно-техническим мероприятиям также относятся:

- использование сертифицированного оборудования в области пожарной безопасности;
- разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности.

7.3.4 Технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Приказом назначается ответственное лицо, отвечающее за поддержание исправного состояния и постоянной готовности всех средств пожаротушения к использованию в случае пожара [24].

За узлами управления пожарной сигнализацией и другими средствами пожаротушения осуществляется постоянный технический надзор. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт автоматических установок

пожарной сигнализации, систем оповещения людей о пожаре осуществляются в соответствии с годовым планом-графиком, составленным с учетом технической документации заводов-изготовителей и сроками проведения ремонтных работ [24].

Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт выполняются специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию, по договору.

В период выполнения работ по техническому обслуживанию или ремонту, связанным с отключением установки (отдельных линий, извещателей), руководитель объекта принимает необходимые меры по защите от пожаров здания, помещений и технологического оборудования. [13]

Территория в пределах противопожарных разрывов между зданиями, сооружениями, своевременно очищается от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев, сухой травы и т.п.

Дороги, проезды, подъезды и проходы к зданиям, сооружениям, используемые для пожаротушения, содержатся свободными, в исправном состоянии, а зимой очищаются от снега и льда.

О закрытии дорог или проездов для их ремонта или по другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин, немедленно сообщается в пожарную часть.

На период закрытия дорог в соответствующих местах устанавливаются указатели направления объезда или устраиваются переезды через ремонтируемые участки.

Места присоединения заземления пожарной техники обозначаются указателями [24].

7.3.5 Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Обучение и повышение уровня знаний по правилам пожарной безопасности проводится для всего эксплуатирующего персонала проектируемых объектов.

При приеме на работу с каждым работником проводится вводный противопожарный инструктаж, а также первичный противопожарный инструктаж на рабочем месте. В ходе эксплуатации предусмотрено проведение повторного, внепланового и целевого инструктажей. Данные о проведении инструктажа заносятся в журнал учета противопожарного инструктажа вместе с подписями инструктируемого лица, проводящего противопожарный инструктаж. Лица, не прошедшие инструктаж, к исполнению служебных обязанностей не допускаются [23].

При регистрации внепланового инструктажа указывается причина, вызвавшая его проведение.

Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся не реже одного раза в 2 года. В процессе работы объекта запланированы противопожарные тренировки.

Каждый работник из числа оперативного и ремонтного персонала объекта, персонала постоянного участка ремонтных подразделений, обслуживающих объект, участвует не реже одного раза в полугодие в одной плановой противопожарной тренировке [22].

Для обучения правильным, самостоятельным и быстрым действиям в условиях возможного пожара и взаимодействия с пожарными частями с эксплуатационным и ремонтным персоналом проводятся противопожарные тренировки [22].

Личный состав подразделений пожарной охраны не реже одного раза в год проходит инструктаж по безопасности при тушении.

Также ежегодно пожарная часть привлекается к тренировочным учениям по тушению пожара на объекте, совместно с администрацией объекта отрабатывает свои действия по ликвидации предполагаемого пожара. При проведении тренировок особо отрабатываются методы тушения пожара [22].

Руководство процессом подготовки по пожарной безопасности рабочих и специалистов возложено на главных технических руководителей объекта [22].

За каждое помещение назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого вывешена на видном месте.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны [22]:

- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима;
- следить за исправностью приборов отопления, вентиляции, электроустановок, вычислительной техники, технического оборудования и принимать незамедлительные меры к устранению обнаруженных неисправностей, которые могут привести к пожару;
- производить ежедневный осмотр помещений перед их закрытием;
- следить за наличием и исправным состоянием имеющихся средств пожаротушения, аппаратов связи, сигнализации, а также отключением электроприборов по окончании работы.
- при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство объекта, обесточить электрооборудование, находящееся в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости);
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных и строительных работ подрядными организациями.

7.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера

Технические и конструктивные решения по строительству ПС приняты на основании действующих нормативных документов и с учетом специфических условий застраиваемой территории [1]:

- 6 балльной сейсмичности;
- грунтовых условий площадки;
- климатических данных.

Аварийными ситуациями на ПС являются: пожар, повреждения силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, силовых кабелей и потеря питания собственных нужд 0,4 кВ.

В случае пожара предусмотрены следующие мероприятия [1]:

- эксплуатация электрооборудования в соответствии с ПУЭ и Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий;

- оснащение ПС средствами пожаротушения;
- проведение противопожарных инструктажей с персоналом, осуществляющим обслуживание ПС;
- устанавливаемые масляные трансформаторы оборудованы маслоприемниками, днища которых засыпаны гравием. При тушении в маслоприемник, затем по системе маслопроводов в герметичный маслосборник поступает масло и вода, используемая для тушения. Таким образом, предотвращается загрязнение почвы [32]:

В случае аварийного режима работы ПС 110 кВ ЗИФ предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями [1]:

- секционированием распределительных устройств 110, 35, 6 кВ;
- в случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов, питание РУ осуществляется от оставшихся в работе силовых трансформаторов, при этом обеспечивается выдача мощности потребителям в полном объеме;
- в случае выхода из строя одного из трансформаторов собственных нужд, питание потребителей 0,4 кВ собственных нужд ПС осуществляется от оставшихся в работе трансформаторов [1]:

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых трансформаторов и высоковольтного оборудования на ПС предусмотрено [1]:

- установка нелинейных ограничителей перенапряжений и разрядников 110, 35, 6 кВ;
- устройство молниезащиты;
- секционирование распределительных устройств 110, 35, 6 кВ;
- система удаления масла при аварии на силовых трансформаторах;
- контроль состояния системы маслоулавливания;
- мощность каждого из силовых трансформаторов является такой, чтобы при отключении одного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учётом допустимой перегрузки, обеспечивал питание потребителей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых кабелей предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями [1]:

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение ;
- применение огнезащитной терморасширяемой пасты на основе воднополимерной дисперсии с функциональными минеральными и органическими наполнителями, для защиты кабелей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением собственных нужд 0,4 кВ предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями [1]:

- установкой ТСН;
- Аварийный дизель-генератор 0,4 кВ.

Принятые решения обеспечивают безаварийную работу реконструируемого объекта в расчетном режиме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ. Проектируемая ПС расположена в южном регионе Республики Саха (Якутия). Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение потребителей Филиала АО «ДРСК Южно-Якутские электрические сети» в связи с ростом электрических нагрузок на подстанции ЗИФ до 32 МВт.

Исполнение подстанции было принято в виде открытого распределительного устройства представленного схемой №110-4Н. Для реализации этой схемы требуется 2 выключателя 110 кВ и 6 разъединителей 110 кВ.

В ВКР был осуществлен расчет токов короткого замыкания, необходимых для осуществления выбора оборудования и расчета параметров срабатывания релейной защиты.

Произведен расчет нагрузок на ПС 110 кВ ЗИФ с учетом роста мощности подстанции до 32 МВт, после чего был сделан вывод о возможности протекания нагрузочного тока по существующим линиям электропередачи питающих ПС 110 кВ ЗИФ.

В рамках данной ВКР произведен выбор и проверка оборудования на соответствие требованиям к установке. Были выбраны силовые выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения стороны 110 кВ и 35 кВ, осуществлена проверка оборудования КРУ 6,3 кВ. Ошиновка открытой части 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ принята гибкая. Выбраны разъединители высокой и средней сторон ПС 110 кВ ЗИФ. Вновь устанавливаемое оборудование, расположенное на ОРУ, ставится на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН, установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде

сетки из горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов. Сопротивление ЗУ не более 0.5 Ом.

В части проектирования устройств РЗА силовых трансформаторов ПС 110 кВ ЗИФ были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы «Радиус Атоматика». Расчёт уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирмы-изготовителя. В проекте рассматриваются вопросы выполнения комплексов релейной защиты с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики элементов ПС.

Произведен экономический анализ, по результатам которого была получена оценка о целесообразности проведения реконструкции и рассчитан срок окупаемости равный 2-3 гоа, на основании чего был сделан вывод об эффективности вложенных инвестиций.

В данной ВКР был освещен вопрос пожарной безопасности объекта, включающей в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности или их комбинацию. Так же был освещен вопрос в части экологичности ПС, был рассчитан маслоприемник, рассмотрены мероприятия по его обслуживанию.

Так же были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет маслоприемника силовых трансформаторов. При рассмотрении вопроса экологичности были рассчитаны габаритные размеры маслоприемника, рассмотрены необходимы мероприятия по его обслуживанию и технической эксплуатации. Рассмотрен вопрос по ликвидации на ПС чрезвычайных ситуаций и происшествий.

Результатом реконструкции стало повышение надежности электроснабжения потребителей Филиала АО «ДРСК», увеличение мощности ПС 110 кВ ЗИФ для питания соответствующих потребителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 617 с.
- 2 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.
- 3 Функции RastrWin3 [Электронный ресурс] // Rastrwin.ru: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/> - 30.03.2021
- 4 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.
- 5 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчёты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с., ил.
- 6 ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
- 7 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат, 1987. – 649 с.
- 8 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК. – 185 с.
- 9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 10 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика: учебное пособие / А.Н. Козлов, Ю.А. Ротачёв. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 119 с.
- 11 СТО 56947007-29.12070.99-20-2011 «Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». – Дата введения: 13.09.2011 г.

12 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр.

13 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

14Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

15Лазароиу, Д.Ф. Шум электрических машин и трансформаторов: Пер. с рум. / Д.Ф. Лазароиу, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.

16 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2019 № 174

17 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2019-2023 годы, утвержденные Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 30.04.2019 № 514;

18 Предложения АО «СО ЕЭС» по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти

19 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.

20 Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

21 СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы (с Изменением N 1)»

22 СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. «Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»

- 23 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»
- 24 СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
- 25 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране окружающей среды»
- 26 Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ, утверждённое приказом Государственного комитета РФ по охране окружающей среды от 16 мая 2000 г. № 372
- 27 СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства»
- 28 Постановление правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 2 августа 2012 г.)
- 29 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
- 30 СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96
- 31 ГОСТ 17.4.3.02-85 «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»
- 32 ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»
- 33 Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране атмосферного воздуха»
- 34 ГОСТ 17.2.1.01-76* «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу»
- 35 ГОСТ 12.2.024-87 «Шум. Трансформаторы силовые масляные».

- 36 СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция. СНиП 23-03-2003
- 37 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
- 38 ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»
- 39 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
- 40 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
- 41 Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2015 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2021.html>. – 27.05.2021
- 42 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.
- 43 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС»
- 44 Липсиц, И. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник / И.В. Липсиц, В.В. Коссов. – Москва: НИЦ ИНФРА-М, 2013 – 320 с.
- 45 Постановление Государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) от 30.12.2020 № 365 "Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности) на территории Республики Саха (Якутия) на 2021 год" (Зарегистрирован

13.01.2021 № RU140142021740)

46 Министерство строительства Республики Саха (Якутия) Приказ от 31 января 2019 года N 14 Об утверждении ценовых зон и базовых населенных пунктов для ценообразования в строительстве Республики Саха (Якутия).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты ВКР

$$S_{\sigma} := 100 \text{ МВА} \quad U_{\text{БВН}} := 115 \text{ кВ} \quad U_{\text{БСН}} := 37 \text{ кВ} \quad U_{\text{БНН}} := 6.3 \text{ кВ}$$

$$\text{АС} - 120 \quad 110 \text{ кВ} \qquad \text{АС} - 35 \quad 35 \text{ кВ}$$

$$L1 := 1.4 \quad \text{км} \qquad L2 := 40 \quad \text{км}$$

$$X_{01} := 0.444 \qquad X_{02} := 0.777$$

$$I_{\text{кз}110} := 25 \quad \text{кА} \qquad I_{\text{кз}35} := 1.225 \quad \text{кА}$$

$$U_{\text{кзВС}} := 6.3 \qquad U_{\text{кзВН}} := 17$$

$$X_{\text{нагр}} := 0.35 \qquad S_{\text{нагр}} := 1.69$$

$$E_{\text{с}} := 1$$

Сопротивление нагрузки

$$X_{\text{н}} := X_{\text{нагр}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{нагр}}} = 20.71$$

Сопротивления системы

$$X_{\text{с1}} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}110} \cdot U_{\text{БВН}}} = 0.02$$

$$X_{\text{с3}} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}35} \cdot U_{\text{БСН}}} = 1.274$$

Сопротивления линий

$$X_{\text{л1}} := X_{01} \cdot L1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{БВН}}^2} = 4.7 \times 10^{-3}$$

$$X_{\text{л2}} := X_{02} \cdot L2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{БСН}}^2} = 2.27$$

Продолжение Приложения А

$$X_{Л3} := X_{03} \cdot L3 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{Бсн}^2} = 0.466$$

$$S_{ном} := 25 \text{ МВА}$$

сопротивление трансформатора

$$X_{ВН} := 0.5 \cdot \left(\frac{U_{к3BC} + U_{к3ВН} - U_{к3сн}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.346$$

$$X_{сн12} := 0$$

$$X_{НН} := 0.5 \cdot \left(\frac{U_{к3ВН} + U_{к3сн} - U_{к3BC}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.334$$

преобразуем относительно к1

$$X_{\text{ЭКВ1}} := X_{с1} + X_{Л1} = 0.025$$

$$X_{\text{ЭКВ1}_1} := X_{с3} + X_{Л3} = 1.74$$

$$X_{\text{ЭКВ1}_2} := X_{\text{ЭКВ1}_1} + X_{сн12} = 1.74$$

$$X_{\text{ЭКВ1}_3} := X_{\text{ЭКВ1}_2} + X_{ВН} = 2.086$$

$$X_{\text{ЭКВ1}_4} := \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ1}_3}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ1}_3}} = 0.024$$

преобразуем относительно к2

$$X_{В12} := \frac{X_{ВН}}{2} = 0.173$$

$$X_{Н12} := \frac{X_{НН}}{2} = 0.167$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} := X_{В12} + 0 = 0.173$$

$$X_{\text{ЭКВ3}} := X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}} = 0.198$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} := X_{Л2} + X_{Н} = 22.98$$

Продолжение Приложения А

$$X_{\text{ЭКВ5}} := X_{\text{Л3}} + X_{\text{С3}} = 1.74$$

$$X_{\text{ЭКВ6}} := \frac{X_{\text{ЭКВ3}} \cdot X_{\text{ЭКВ5}}}{X_{\text{ЭКВ3}} + X_{\text{ЭКВ5}}} = 0.178$$

$$E_{\text{ЭКВ}} := \frac{E_{\text{С}} \cdot X_{\text{ЭКВ6}} + E_{\text{Н}} \cdot X_{\text{ЭКВ4}}}{X_{\text{ЭКВ6}} + X_{\text{ЭКВ4}}} = 0.851$$

$$X_{\text{ЭКВ7}} := \frac{X_{\text{ЭКВ6}} \cdot X_{\text{ЭКВ4}}}{X_{\text{ЭКВ6}} + X_{\text{ЭКВ4}}} = 0.176$$

$$X_{\text{ЭКВ8}} := X_{\text{ЭКВ7}} + X_{\text{Н12}} = 0.343$$

базисный ток ступени кз

$$I_{\text{Б1}} := \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БВН}}} = 0.502$$

$$I_{\text{Б2}} := \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БСН}}} = 1.56$$

$$I_{\text{Б3}} := \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БНН}}} = 9.164$$

периодическая составляющая тока кз

$$I_{\text{по1}} := I_{\text{Б1}} \cdot \frac{E_{\text{С}}}{X_{\text{ЭКВ14}}} \quad I_{\text{по2}} := I_{\text{Б2}} \cdot \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ7}}} \quad I_{\text{по3}} := I_{\text{Б2}} \cdot \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ8}}}$$

$$I_{\text{по1}} = 4.3$$

$$I_{\text{по2}} = 4.5$$

$$I_{\text{по3}} = 17.4$$

мгновенное амплитудное значение ударного тока кз

$$K_{\text{у}} := 1.85$$

$$i_{\text{у1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по1}} \cdot K_{\text{у}} = 11.25$$

Продолжение Приложения А

$$i_{y2} := \sqrt{2} \cdot I_{пo2} \cdot K_{y} = 11.773$$

$$i_{y3} := \sqrt{2} \cdot I_{пo3} \cdot K_{y} = 45.524$$

Расчет двухфазного тока КЗ

$$I_{к1КЗ2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{пo1} = 3.724$$

$$I_{к2КЗ2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{пo2} = 3.897$$

$$I_{к3КЗ2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{пo3} = 15.069$$

Расчет тока на линии

ОРУ 110 кВ

$$U_{нoмcети} := 110 \quad k_{уд} := 1.85 \quad t_{oткл} := 2.5$$

$$S_{тp} := 25000 \quad I_{пo} := 4.3 \quad L_{вл} := 3$$

$$U_{pac} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{вл}} + \frac{2500}{S_{тp}}}} = 77.436$$

По номинальному току

$$I_{нoм.pacч.вл} := \frac{S_{тp} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{нoмcети}} = 183.702$$

ПС 110 кВ ЗИФ. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

$$N_{\text{www}} := 2 \quad P_{cpA} := 22.48 \quad Q_{cpA} := 12.84$$

$$K_{з} := 0.7 \quad P := \sqrt{P_{cpA}^2 + Q_{cpA}^2} = 25.889$$

$$Стpнoм := 25$$

$$K_{знoрм} := \frac{\sqrt{P_{cpA}^2 + Q_{cpA}^2}}{2 \cdot Стpнoм} = 0.518$$

$$K_{зaвap} := \frac{P}{Стpнoм} = 1.036$$

Проверка и выбор оборудования

Силовые выключатели 110 кВ

По номинальному напряжению 110 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 110 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad \text{totкл} := 2.5 \quad \text{tтер} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 25000 \quad I_{\text{по}} := 4.3 \quad i_{\text{тер}} := 40$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 183.702$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 11.25$$

$$i_{\text{а}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} = 6.081$$

$$Вк := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 46.225$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot \text{tтер} = 4.8 \times 10^3$$

Силовые выключатели 35 кВ

По номинальному напряжению 35 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 35 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad \text{totкл} := 3 \quad \text{tтер} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 25000 \quad I_{\text{по}} := 4.5 \quad i_{\text{тер}} := 12.5$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 577.35$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 11.773$$

$$Вк := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 60.75$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot \text{tтер} = 468.75$$

Продолжение Приложения А

Силовые выключатели 6 кВ

По номинальному напряжению 35 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 6.3 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 25000 & I_{\text{по}} &:= 17.4 & i_{\text{тер}} &:= 50 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 3.208 \times 10^3$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 45.524$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 908.28$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7.5 \times 10^3$$

Трансформаторы тока 110 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 110 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 2.5 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 25000 & I_{\text{по}} &:= 4.16 & i_{\text{тер}} &:= 40 & Z_{2\text{н}} &:= 30 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 183.702$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 10.884$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 43.264$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4.8 \times 10^3$$

Выбираем медный провод сечением 6 мм²

$$\rho := 0.017 \quad l_{\text{цепиВН}} := 180 \quad q := 6 \quad r_{\text{конт}} := 0.1 \quad S_{\Sigma} := 15.1$$

$$I_{2\text{н}} := 5$$

Продолжение Приложения А

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2H}^2} = 0.604$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{цепиВН}}}{q} = 0.51$$

$$r_{\text{пров}} := Z_{2H} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 29.296$$

$$z_{2ВН} := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 1.214$$

Трансформаторы тока 35 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 35 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & \text{totкл} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 25000 & I_{\text{по}} &:= 4.5 & i_{\text{тер}} &:= 31.5 & Z_{2H} &:= 30 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 577.35$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 11.773$$

$$V_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 60.75$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2.977 \times 10^3$$

Выбираем медный провод сечением 2,5 мм²

$$\rho := 0.017 \quad l_{\text{цепиСН}} := 80 \quad q := 2.5 \quad r_{\text{конт}} := 0.1 \quad S_{\Sigma} := 15.1$$

$$I_{2H} := 5$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2H}^2} = 0.604$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{цепиСН}}}{q} = 0.544$$

Продолжение Приложения А

$$r_{\text{пров}} := Z_{2\text{н}} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 29.296$$

$$Z_{2\text{вы}} := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 1.248$$

Трансформаторы напряжения 110 кВ

$$l_1 := 154 \quad l_2 := 18 \quad y := 57 \quad \Delta U := 1.5$$

$$U_{\text{ном}} := 100 \quad S_{\text{ТН}} := 60$$

$$I_{\text{нагр}} := \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}} = 1.039$$

$$r_{\text{пр.макс}} := \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = 0.833$$

$$q := \frac{l_1}{y \cdot r_{\text{пр.макс}}} = 3.242$$

Выбираем медный провод сечением 5 мм²

$$q := 5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{l_1}{y \cdot q} = 0.54$$

$$\Delta U_1 := \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} = 0.973$$

Проверка и выбор проводников

ОРУ 110 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 110 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad t_{\text{откл}} := 2.5$$

$$S_{\text{тр}} := 25000 \quad I_{\text{по}} := 4.3$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 183.702$$

Продолжение Приложения А

ОРУ 35

кВ

$$U_{\text{номсети}} := 35 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad t_{\text{откл}} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 25000 \quad I_{\text{по}} := 4.5$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 577.35$$

Выбор количества изоляторов ОРУ-110 кВ

$$\lambda_{\text{э}} := 2.0 \quad U := 126 \quad k_{\text{И}} := 1.25 \quad k_{\text{К}} := 1$$

$$L_{\text{И}} := 44.2$$

$$k := k_{\text{И}} \cdot k_{\text{К}}$$

$$L := \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k$$

$$m := \frac{L}{L_{\text{И}}} + 1 = 8.127 \quad \text{Принимаем ПСВ 120Б в количестве 9 шт.}$$

Выбор количества изоляторов ОРУ-110 кВ

$$\lambda_{\text{э}} := 2.25 \quad U := 40.5$$

$$k := k_{\text{И}} \cdot k_{\text{К}}$$

$$L := \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k$$

$$m := \frac{L}{L_{\text{И}}} + 1 = 3.577 \quad \text{Принимаем ПСВ 120Б в количестве 4 шт.}$$

Продолжение Приложения А

Выбор ТСН

$$\begin{aligned}
 P_1 &:= 23.24 & Q_1 &:= 2.4 \\
 P_2 &:= 3 & Q_2 &:= 0.7 \\
 P_3 &:= 2 & Q_3 &:= 0.43 \\
 P_5 &:= 1 & Q_5 &:= 0.1 \\
 P_4 &:= 14 & Q_4 &:= 3.4 \\
 P_6 &:= 8 & Q_6 &:= 1.7 \\
 P_7 &:= 39.2 = 39.2 & Q_7 &:= 9.5
 \end{aligned}$$

$$\Sigma P := P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 = 90.44$$

$$\Sigma Q := Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 = 18.23$$

$$S_{ТСН} := \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2} = 92.259$$

Расчет и выбор аккумуляторной батареи и ЗВУ

$$I_{\max} := \frac{(7.2 \cdot 3 + 20.72 \cdot 3)}{1} = 83.76 \quad t_{\text{толч}} := \frac{1}{3600} \quad t_{\text{уст}} := \frac{1}{3600}$$

$$I_{\text{уст}} := 1.2 \cdot 3 + 20.72 \cdot 3 = 65.76 \quad K_{\text{емк}} := 1.25 \quad T_{\text{к}} := 0.9$$

$$C_{\text{ЭКВ}} := (I_{\max} \cdot t_{\text{толч}} + I_{\text{уст}} \cdot t_{\text{уст}} + 20.72 \cdot 3 \cdot 2) \cdot \frac{K_{\text{емк}}}{T_{\text{к}}} = 172.724$$

$$T_{\text{расч}} := \frac{C_{\text{ЭКВ}}}{I_{\max}} \cdot 60 = 123.728$$

ЗВУ

$$C_{\text{АБ}} := 175$$

$$I_{\text{зар.АБ}} := 0.1 \cdot C_{\text{АБ}} = 17.5$$

$$I_{\text{ЗВУ}} := 0.1 \cdot C_{\text{АБ}} + I_{\max} = 101.26$$

Продолжение Приложения А

Расчет уставок трансформатора

$$I_{\text{кз.вн}} := 4.3 \quad I_{\text{кз.сн}} := 4.5 \quad I_{\text{кз.нн}} := 17.4 \quad S_{\text{НОМ}} := 25000$$

$$U_{\text{НОМ.вн}} := 115 \quad U_{\text{НОМ.сн}} := 38.5 \quad U_{\text{НОМ.нн}} := 6.3 \quad I_{\text{кз.внеш}} := 617.8$$

$$K_{\text{ТТ.вн}} := \frac{300}{5} \quad K_{\text{ТТ.сн}} := \frac{800}{5} \quad K_{\text{ТТ.нн}} := \frac{4000}{5} \quad K_{\text{СХ}} := 1$$

Первичный ток ого трансформатора

$$I_{\text{НОМ.перв.вн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.вн}}} = 125.511$$

$$I_{\text{НОМ.перв.сн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.сн}}} = 374.903$$

$$I_{\text{НОМ.перв.нн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.нн}}} = 2.291 \times 10^3$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора

$$I_{\text{НОМ.втор.вн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.вн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.вн}}} = 2.092$$

$$I_{\text{НОМ.втор.сн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.сн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.сн}}} = 2.343$$

$$I_{\text{НОМ.втор.нн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.нн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.нн}}} = 2.864$$

$$I_{\text{кз.вн.макс}} := \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{НОМ.перв.вн}}} = 4.922$$

$$I_{\text{ОТНОШЕНИЕ}} := 1.2 \cdot 0.5 \cdot I_{\text{кз.вн.макс}} = 2.953$$

$$K_{\text{ОТС}} := 1.05 \quad K_{\text{В}} := 0.95$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{зп.вн}} := I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 138.723$$

$$I_{\text{зп.сн}} := I_{\text{ном.перв.сн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 414.366$$

$$I_{\text{зп.нн}} := I_{\text{ном.перв.нн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 2.532 \times 10^3$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{уст.зп.вн}} := \frac{I_{\text{зп.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 2.312$$

$$I_{\text{уст.зп.сн}} := \frac{I_{\text{зп.сн}}}{K_{\text{тт.сн}}} = 2.59$$

$$I_{\text{уст.зп.нн}} := \frac{I_{\text{зп.нн}}}{K_{\text{тт.нн}}} = 3.165$$

Продолжение Приложения А

Расчет молниезащиты ПС

Размеры ОРУ:

$$A := 128$$

$$B := 75$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 24.3 \quad h_3 := 24.3 \quad h_5 := 24.3$$

$$h_2 := 24.3 \quad h_4 := 24.3 \quad h_6 := 24.3$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 59 \quad L_{61} := 35$$

$$L_{23} := 60$$

$$L_{34} := 60$$

$$L_{45} := 68$$

$$L_{56} := 84$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}1} := 0.85 \cdot h_1 = 20.655$$

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot h_2 = 20.655$$

$$h_{\text{эф}3} := 0.85 \cdot h_3 = 20.655$$

$$h_{\text{эф}4} := 0.85 \cdot h_4 = 20.655$$

$$h_{\text{эф}5} := 0.85 \cdot h_5 = 20.655$$

$$h_{\text{эф}6} := 0.85 \cdot h_6 = 20.655$$

Продолжение Приложения А

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 25.549$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 25.549$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 25.549$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 25.549$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 25.549$$

$$r_{06} := (1.1 - 0.002 \cdot h_6)h_6 = 25.549$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 6$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 18.127 \quad r_{x6} := r_{06} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}6}}\right) = 18.127$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 18.127$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 18.127$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 18.127$$

$$r_{x5} := r_{05} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}5}}\right) = 18.127$$

Продолжение Приложения А

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между М01 и М02:

$$h_{\text{сх12}'} := h_{\text{эф1}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 14.503$$

$$h_{\text{сх12}''} := h_{\text{эф2}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 14.503$$

$$h_{\text{сх12}} := \frac{h_{\text{сх12}'} + h_{\text{сх12}''}}{2} = 14.503$$

- между М02 и М03:

$$h_{\text{сх23}'} := h_{\text{эф2}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 14.326$$

$$h_{\text{сх23}''} := h_{\text{эф5}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 14.326$$

$$h_{\text{сх23}} := \frac{h_{\text{сх23}'} + h_{\text{сх23}''}}{2} = 14.326$$

- между М03 и М04:

$$h_{\text{сх34}'} := h_{\text{эф4}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{34} - h_4) = 14.326$$

$$h_{\text{сх34}''} := h_{\text{эф3}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{34} - h_3) = 14.326$$

$$h_{\text{сх34}} := \frac{h_{\text{сх34}'} + h_{\text{сх34}''}}{2} = 14.326$$

Продолжение Приложения А

- между М04 и М05:

$$h_{\text{сх45}'} := h_{\text{эф4}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{45} - h_4) = 12.907$$

$$h_{\text{сх45}''} := h_{\text{эф5}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{45} - h_5) = 12.907$$

$$h_{\text{сх45}} := \frac{h_{\text{сх45}'} + h_{\text{сх45}''}}{2} = 12.907$$

- между М05 и М06:

$$h_{\text{сх56}'} := h_{\text{эф5}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{56} - h_5) = 10.071$$

$$h_{\text{сх56}''} := h_{\text{эф6}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_6\right) \cdot (L_{56} - h_6) = 10.071$$

$$h_{\text{сх56}} := \frac{h_{\text{сх56}'} + h_{\text{сх56}''}}{2} = 10.071$$

- между М06 и М01:

$$h_{\text{сх61}'} := h_{\text{эф1}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{61} - h_1) = 18.758$$

$$h_{\text{сх61}''} := h_{\text{эф6}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_6\right) \cdot (L_{61} - h_6) = 18.758$$

$$h_{\text{сх61}} := \frac{h_{\text{сх61}'} + h_{\text{сх61}''}}{2} = 18.758$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между М01 и М02:

$$r_{\text{сх12}'} := r_{01} \cdot \frac{h_{\text{сх12}'} - h_x}{h_{\text{сх12}'}} = 14.979$$

Продолжение Приложения А

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 14.979$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 14.979$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23''}} = 14.848$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 14.848$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 14.848$$

- между M03 и M04:

$$r_{cx34'} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx34'} - h_x}{h_{cx34'}} = 14.848$$

$$r_{cx34''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx34''} - h_x}{h_{cx34''}} = 14.848$$

$$r_{cx34} := \frac{r_{cx34'} + r_{cx34''}}{2} = 14.848$$

- между M04 и M05:

$$r_{cx45'} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx45'} - h_x}{h_{cx45'}} = 13.673$$

$$r_{cx45''} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx45''} - h_x}{h_{cx45''}} = 13.673$$

Продолжение Приложения А

$$r_{cx45} := \frac{r_{cx45'} + r_{cx45''}}{2} = 13.673$$

- между M06 и M05:

$$r_{cx56'} := r_{06} \cdot \frac{h_{cx56'} - h_x}{h_{cx56'}} = 10.327$$

$$r_{cx56''} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx56''} - h_x}{h_{cx56''}} = 10.327$$

$$r_{cx56} := \frac{r_{cx56'} + r_{cx56''}}{2} = 10.327$$

- между M06 и M01:

$$r_{cx61'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx61'} - h_x}{h_{cx61'}} = 17.377$$

$$r_{cx61''} := r_{06} \cdot \frac{h_{cx61''} - h_x}{h_{cx61''}} = 17.377$$

$$r_{cx61} := \frac{r_{cx61'} + r_{cx61''}}{2} = 17.377 \qquad 128 \cdot 75 = 9.6 \times 10^3$$

Расчет заземляющего устройства

$$r := (128 + 2 \cdot 3) \cdot \left[\frac{128 + (2 \cdot 3)}{18} \right] + \left[\frac{128 + (2 \cdot 3)}{18} \right] = 1.005 \times 10^3$$

$$x_w := \frac{1005}{2 \cdot \sqrt{9600}} = 5.129$$

$$p := 2 \cdot \sqrt{9600} \cdot (6 + 1) = 1.372 \times 10^3$$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{9600}}{18} = 21.773$$

Продолжение Приложения А

$$a := 140 \cdot \left(\frac{1}{1191 + 19 \cdot 10} + \frac{0.15}{\sqrt{9600}} \right) = 0.316$$

$$z := \frac{6.5 \cdot 0.34}{6.5 + 0.34} = 0.323$$

$$x := 1.55 \cdot 0.32 = 0.496$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{wa} := 89 \quad n_{\underline{w}} := 2 \quad ДУ_{LA1} := 50$$

$$L_{wa.сумм} := 10 \cdot \log \left(10^{0.1 \cdot L_{wa}} + 10^{0.1 \cdot L_{wa}} \right) = 92.01$$

$$R_{min} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1(L_{wa.сумм} - ДУ_{LA1})}} = 50.283$$

Экономический анализ

$$\begin{array}{llll} k_{зон.АМ} := 1.7 & K_{постМ110} := 19500 & K_{ру110} := 6300 & n_{ру110} := 2 \\ k_{инф.АМ} := 6.3 & & K_{ру35} := 2100 & n_{ру35} := 3 \\ K_{тр.110} := 5050 & n_{тр6.3} := 2 & K_{ру10} := 800 & n_{ру10} := 0 \end{array}$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{ру.сумм} := K_{ру110} \cdot n_{ру110} + K_{ру35} \cdot n_{ру35} + K_{ру10} \cdot n_{ру10} = 1.89 \times 10^4$$

$$K_{ру.сумм.инф} := k_{зон.АМ} \cdot k_{инф.АМ} \cdot K_{ру.сумм} = 2.02419 \times 10^5$$

Трансформаторы

Продолжение Приложения А

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.110}} \cdot n_{\text{тр6.3}} = 1.01 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} (K_{\text{тр.сумм}}) = 1.08171 \times 10^5$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 1.95 \times 10^4$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 2.0884 \times 10^5$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{тр.сумм.инф}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 5.19435 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

Продолжение Приложения А

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 519.435 \text{ млнруб}$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 2.597 \times 10^4 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 25.97 \text{ млнруб}$$

Стоимость потерь электрорезергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 105 \quad C_W := 2.84$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 298.2 \text{ тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 0.298 \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.067$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ЭКСП}} := K_{\text{ПС}} \cdot a_{\text{ПС}} = 3.48 \times 10^4 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ЭКСП.МЛН}} := \frac{I_{\text{ЭКСП}}}{1000} = 34.802 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} := 27110 \text{ кВт} \quad C_{\text{W}} := 2.84 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} \cdot T = 2.342 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{МЛН}} := \frac{W}{1000000} = 234.2 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_{\text{pt}} := W \cdot C_{\text{W}} = 6.652 \times 10^8 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{\text{pt.МЛН}} := \frac{O_{\text{pt}}}{1000000} = 665.214 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{ОКУП}} := \frac{K_{\text{ПС.МЛН}}}{O_{\text{pt.МЛН}}} = 0.781 \text{ года}$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$P_{\text{ct}} := O_{\text{pt.МЛН}} - I_{\text{ЭКСП.МЛН}} - I_{\text{ам.ПС.МЛН}} = 604.44 \text{ млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_{\text{t}} := 0.24 P_{\text{ct}} = 145.066 \text{ млнруб}$$

Прибыль от реализации

$$P_{\text{чт}} := P_{\text{ct}} - H_{\text{t}} = 459.375 \text{ млнруб}$$

Продолжение Приложения А

Простой срок окупаемости

$$T_{\text{ок.п}} := \frac{K_{\text{пс.млн}}}{\Pi_{\text{чт}}} = 1.131 \quad \text{лет}$$

Расчет ЧДД

Год	К _t , млн. руб.	О _{рt} , млн. руб.	И _{экл.т} , млн. руб.	Н _t , млн. руб.	Э _t , млн. руб.	(1+E) ^{ht}	Э _д , млн. руб.	Э _{дΣ} , млн. руб.
1	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,91	383,5559	-62,86
2	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,86	362,4814	299,6214
3	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,82	345,6218	645,2432
4	129,86	665,21	34,8	79,06	421,49	0,78	328,7622	974,0054
5	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,75	413,5125	1387,5179
6	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,71	391,4585	1778,9764
7	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,68	374,918	2153,8944
8	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,65	358,3775	2512,2719
9	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,61	336,3235	2848,5954
10	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,59	325,2965	3173,8919
11	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,56	308,756	3482,6479
12	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,53	292,2155	3774,8634
13	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,51	281,1885	4056,0519
14	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,48	264,648	4320,6999
15	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,46	253,621	4574,3209
16	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,44	242,594	4816,9149
17	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,42	231,567	5048,4819
18	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,4	220,54	5269,0219
19	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,38	209,513	5478,5349
20	0	665,21	34,8	79,06	551,35	0,36	198,486	5677,0209

