

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УО «ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ П.О.СУХОГО»

Энергетический факультет
Кафедра «Электроснабжение»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Добродей А.О.

« _____ » _____ 2022 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«Коханова» Оршанских электрических сетей в связи с физическим
и моральным износом электрооборудования»

Специальность 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
Специализация 1-43 01 02 02 «Проектирование, монтаж и эксплуатация
электрических сетей»

Студент-дипломник
группы ЭС-51

подпись, дата

Пирзода Д.М.

Руководитель

подпись, дата

Селиверстов Г.И.
к.т.н., доцент

Консультанты:

по разделу Экономика

наименование раздела

подпись, дата

Винник О.Г.
ст. преподаватель

по разделу Охрана труда

наименование раздела

подпись, дата

Широков О.Г.
к.т.н., доцент

по разделу РЗА

наименование раздела

подпись, дата

Евминов Л.И.
к.т.н., доцент

Нормоконтроль

подпись, дата

Алфёрова Т.В.
к.т.н., доцент

Объем проекта:

пояснительная записка – ____ страниц;

графическая часть – 7 листов.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10 КВ «КОХАНОВА»	6
1.1 Описание схемы электрических соединений и электрического оборудования подстанции.....	6
1.2 Анализ и оценка состояния оборудования подстанции	9
1.3 Выводы по разделу	11
2 РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ.....	12
2.1 Методика исследования режимов нагрузок силовых трансформаторов.....	12
2.2 Графики нагрузок трансформаторов	13
2.3 Выводы по разделу	15
3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ИХ АНАЛИЗ	17
3.1 Постановка задачи	17
3.2 Расчёт токов короткого замыкания и их оценка	19
3.3 Выводы по разделу	24
4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10 КВ «КОХАНОВА»	25
4.1 Расчёт и выбор коммутационного оборудования	25
4.2 Расчет и выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.	31
4.3 Расчет и выбор системы собственных нужд подстанции.....	41
4.4 Выводы по разделу	47
5 РАСЧЕТ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ.....	48
5.1 Светотехнический расчет осветительной сети.	48
5.2 Электрический расчет осветительной сети.....	51
5.3 Выводы по разделу	52

					ДП 1-43 01 02 02-22				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Пирзода Д.М.			<div>Содержание</div>				
Руковод.		Селиверстов Г.И.							
Консульт.		Селиверстов Г.И.							
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.							
Зав. каф.		Добродей А.О.							
					Лит.	Лист	Листов		
					Д	1	2		
					ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»				

6 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ТАДЖИКИСТАНЕ	53
6.1 Проблемы современной энергетики	53
6.2 Ресурсы солнечной энергии	54
6.3 Ресурсы ветровой энергии	59
6.4 Выводы по разделу	61
7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10 КВ «КОХАНОВА»	63
8 ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ	78
8.1 Структура и обязанности службы охраны труда Оршанских электрических сетей.	78
8.2 Требования безопасности при работе со средствами высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи и грозозащитным тросам, аппаратными средствами диспетчерского и оперативного управления	82
8.3 Перчатки электроизолирующие	84
9 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	87
9.1 Определение стоимости реконструкции электрической части подстанции.....	87
9.2 Оценка экономической эффективности замены прожекторов наружного освещения подстанции «Коханова»	91
9.3 Расчет экономической эффективности замены масляных выключателей.....	95
9.4 Техничко-экономические показатели проекта.	104
9.5 Выводы по разделу	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	111

ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика – это отрасль, обеспечивающая развитие и функционирование всех отраслей народного хозяйства.

Важной особенностью систем электроснабжения является невозможность создания запасов основного используемого продукта – электроэнергии. Вся полученная электроэнергия немедленно потребляется.

Огромную роль в системах электроснабжения электрических сетей играют электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном в системе электроснабжения промышленных предприятий и городов.

По структуре или принципу работы, характеру установленного оборудования система электроснабжения предполагает применение автоматизации, что позволяет повысить уровень надежности и безопасности работы системы и обслуживания соответственно.

Целью данного проекта является реконструкция электрической части подстанции «Коханова» 110/35/10 кВ в связи с физическим и моральным износом электрооборудования.

Данным проектом предусматривается замена старого изношенного, неэкономичного и устаревшего оборудования на новое современное, снижение мощности силовых трансформаторов и установка современных трансформаторов. Кроме того, к задачам диплома можно отнести:

- описание характеристики электрического оборудования и электрических нагрузок подстанции 110/35/10 кВ «Коханова»;
- расчёт токов короткого замыкания на подстанции 110/35/10 кВ «Коханова»;
- технические мероприятия по реконструкции подстанции;
- замена устаревших релейных защит на современные;
- технико-экономическое обоснование проекта реконструкции.
- решения вопросов в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды;

Для решения поставленных задач в дипломном проекте детально исследована существующая электрическая часть подстанции, определены объекты,

					ДП 1-43 01 02 02-22		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение		
Разраб.		Пирзода Д.М.					
Руковод.		Селиверстов Г.И.					
Консульт.		Селиверстов Г.И.					
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.					
Зав. каф.		Добродей А.О.					
					Лит.	Лист	Листов
					Д	1	2
					ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»		

требующие реконструкции.

В связи с изложенным необходимо предпринимать серьезные усилия по реконструкции электрической части подстанции «Коханова» 110/35/10 кВ, чтобы обеспечить достаточно надежное и качественное электроснабжение потребителей. Эта задача должна решаться с использованием современного высоконадежного и экономичного оборудования.

Рационально выполненный современный проект должен удовлетворять ряду требований: экономичности и надежности, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечения надлежащего качества электроэнергии, уровней напряжения, стабильности частоты и т. п.

При разработке проекта реконструкции электрической части подстанции применяются типовые решения с использованием серийно-выпускаемого комплектного оборудования и средств современной вычислительной техники. Приведенные в проекте расчеты и графическая часть базируются на действующей нормативной и справочной документации и технической литературе.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10 КВ «КОХАНОВА»

Подстанция 110/35/10 кВ «Коханова» относится к филиалу РУП «ВИТЕБСКЭНЕРГО» Оршанские Электрические Сети и предназначена для распределения электроэнергии между потребителями.

Оценка состояния электрического хозяйства выполняется для решения вопроса о необходимости реконструкции подстанции. Необходимо принять во внимание следующие моменты:

- соответствие электрической схемы условиям работы подстанции и ожидаемым режимам;
- удобство эксплуатации, простота и наглядность схемы, минимальный объем переключений, связанный с изменением режима, доступность электрического оборудования для проведения ремонтов;
- возможность автоматизации подстанции в экономически целесообразном объеме.

1.1 Описание схемы электрических соединений и электрического оборудования подстанции

В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора марки ТДТН, мощностью 16 МВА каждый. Коэффициент загрузки каждого – менее 0,3. Питание осуществляется по воздушным линиям 110 кВ.

Трансформатор Т1 мощностью 16 МВА марки ТДТН 16000/110/35 кВ подключен к ВЛ 35 кВ «Коханово-2» и ВЛ 35 кВ «Смольяны», а также к шине подстанции, на которую приходит ВЛ-110 от ПС «Орша-330». Трансформатор Т2 марки ТДТН 16000/110/35 кВ мощностью 16 МВА, подключен к ВЛ 35 кВ «Полюдово», и к шине подстанции, на которую приходит ВЛ-110 от ПС «Коханова».

На двухтрансформаторной подстанции «Коханова» применяется схема двух блоков трансформатор-линия, которые для большей гибкости соединены перемычкой из двух разъединителей РНДЗ (1) - 110/600 и выключателя МКП-110. Схема электрических соединений на ОРУ-110 кВ приведена на рисунке 1.1.

					ДП 1-43 01 02 02-22		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Пирзода Д.М.			Общая характеристика электрической подстанции 110/35/10 кВ «Коханова»	Лит.	Лист
Руковод.		Селиверстов Г.И.				Д	1
Консульт.		Селиверстов Г.И.				ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»	
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.					
Зав. каф.		Добродей А.О.					

На ОРУ-110 кВ применены разъединители горизонтально-поворотного типа с ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельной основанию. Типы разъединителей РНДЗ.2-110/1000 (наружной установки, двухколонковый). Выключатели серии ВМТ-110 относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящих средой является трансформаторное масло. В основу конструкции выключателя положено одноразрывное дугогасительное устройство на напряжение 110 кВ. В выключателе типа ВМТ – 110 три полюса установлены на общем основании и управляются одним пружинным приводом.

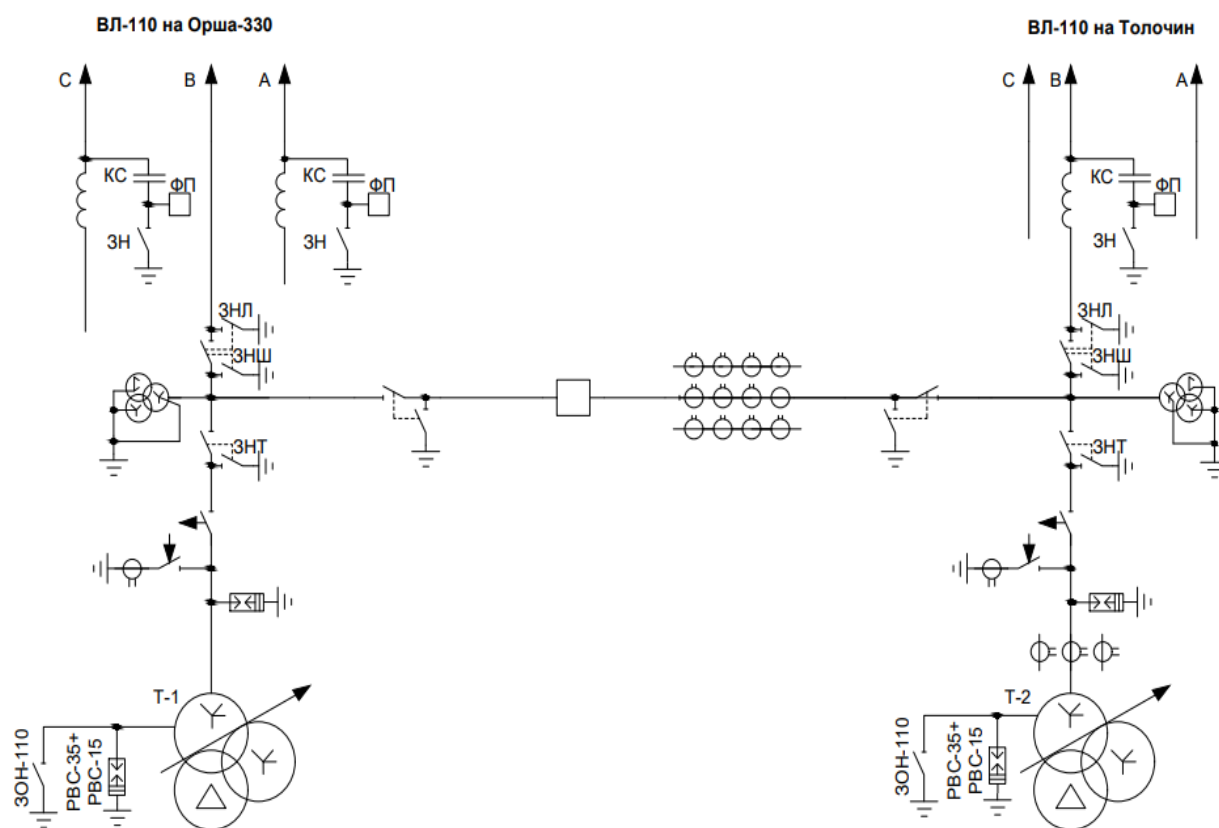


Рисунок 1.1 – Схема ОРУ-110 кВ подстанции

ОРУ – 35кВ выполнено по схеме «две секции шин, секционированные выключателем С-35. Схема соединений приведена на рисунке 1.2.

В основу конструкции выключателя положено одноразрывное дугогасительное устройство на напряжение 35 кВ. Каждая фаза выключателя смонтирована на своей крышке и имеет отдельный бак, в который залито изоляционное масло. Три фазы выключателя смонтированы на общем сварном каркасе.

1



Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде комплектного распределительного устройства (КРУН), собранного из типовых унифицированных блоков-ячеек выкатного типа в металлическом корпусе с выключателями ВВ/TEL-10 в цепях отходящих линий 10 кВ. С двух сторон от выключателя располагаются шинный и линейный разъединители типа РВ-10/400. Вводные ячейки, ячейки отходящих линий оборудованы двумя трансформаторами тока с литой изоляцией типа ТПЛ-1000/5.

Таблица 1.1 – Оценка состояния оборудования подстанции

Наименование оборудования	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
Трансформатор Т-1 ТДТН 16000/110/35/10	1984	1984	Подлежат замене
Трансформатор Т-2 ТДТН 16000/110/35/10	1983	1986	Подлежат замене
Разъединители 110 кВ РНДЗ.2-110/1000	1981	1982	Подлежат замене
Выключатель МКП-110	2000	2000	Хорошее
Выключатели 35 кВ С-35	1981	1982	Подлежат замене
Выключатели 35 кВ ВМ-35/600	1981	1982	Подлежат замене
Выключатели ВБЧС-10	1981	1982	Подлежат замене
Выключатели ВБЭС-10	1981	1982	Подлежат замене
Выключатели ВМП-10	1981	1982	Подлежат замене
Выключатели ВМГ-10	1981	1982	Подлежат замене
Предохранители ПК-35	1981	1982	Подлежат замене
Разъединители 35 кВ РНДЗ.2-35/600	1981	1984	Подлежат замене
Разрядники РВС-35	1981	1984	Подлежат замене
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35	1981	1982	Подлежат замене
Трансформаторы тока ТФНД-110	1988	1988	Подлежат замене
Трансформаторы напряжения НКФ-110	1978	1978	Подлежат замене
Трансф. ввод (Т-1) ГМТА-45-110/630	1987	1988	Подлежат замене
Трансф. ввод (Т-2) ГМТА-45-110/630 У1	1990	1991	Подлежат замене
Отделители ОДЗ-110	1981	1982	Подлежат замене
Короткозамыкатели КЗ-110	1981	1982	Подлежат замене
Разрядники вентильные РВС-110	1981	1982	Подлежат замене

1.3 Выводы по разделу

В рамках данного раздела дипломного проекта была произведена оценка электрического хозяйства подстанции и дана характеристика электрического оборудования подстанции. Срок службы оборудования, установленного на подстанции, истёк. Характеристики оборудования отстают от современных требований, обеспечивающих надежность системы электроснабжения. Обследования подстанции показали, что необходимо провести ряд мероприятий по реконструкции.

Установлен физический и моральный износ следующего электрооборудования подстанции «Коханова»:

- выключатели по стороне 35 и 10 кВ;
- разъединители 110 кВ РНД3.2-110/1000;
- разрядники РВС-110 и РВС-35;
- короткозамыкатели КЗ-110;
- отделители ОДЗ-110;
- разрядники РВС-110 и РВС-35;
- трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и трансф. вводы.

Проект реконструкции предполагает следующее:

- замену основного коммутационного и измерительного оборудования;
- замену трансформаторов;
- установку выключателей на вводах 110 кВ, непосредственно перед трансформаторами.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Методика исследования режимов нагрузок силовых трансформаторов

Для принятия технических решений по замене и выбору оборудования необходимо исследовать режимы нагрузки трансформаторов за текущий год – активной P и реактивной Q мощностей и определить значения полных мощностей S .

Для этого необходимо произвести замеры текущей нагрузки трансформатора. Исходной информацией для создания графика работы трансформатора в заданном режиме являются данные, получаемые от приборов учета электроэнергии. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) подстанции состоит из:

- первичных измерительных преобразователей (ЦА 9254);
- измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТПЛ-1000/5; НАМИ-10);
- приборов учета электроэнергии (Гран-электро СС-301);
- устройства сбора и передачи данных (RTU-327);
- каналов связи между счетчиками и УСПД (RS-232; RS-485);
- канала связи между УСПД и энергоснабжающей организацией (GSM/GPRS).

Системы учета электроэнергии в электросетевом комплексе должны охватывать все точки технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения замеров электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии мощности должны осуществляться с помощью метрологических аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств.

Исходя из информации передающей АСКУЭ мы можем построить графики нагрузок силовых трансформаторов.

					ДП 1-43 01 02 02-22		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Режимы работы силовых трансформаторов подстанции</i>		
Разраб.		Пирзода Д.М.					
Руковод.		Селиверстов Г.И.					
Консульт.		Селиверстов Г.И.					
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.					
Зав. каф.		Добродей А.О.					
					Лит.	Лист	Листов
					Д	1	
					ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»		

2.2 Графики нагрузок трансформаторов

По результатам замеров нагрузок на подстанции «Коханова» построены графики изменения нагрузок Т-1, Т-2 в зимнее время за 2020, 2021 год.

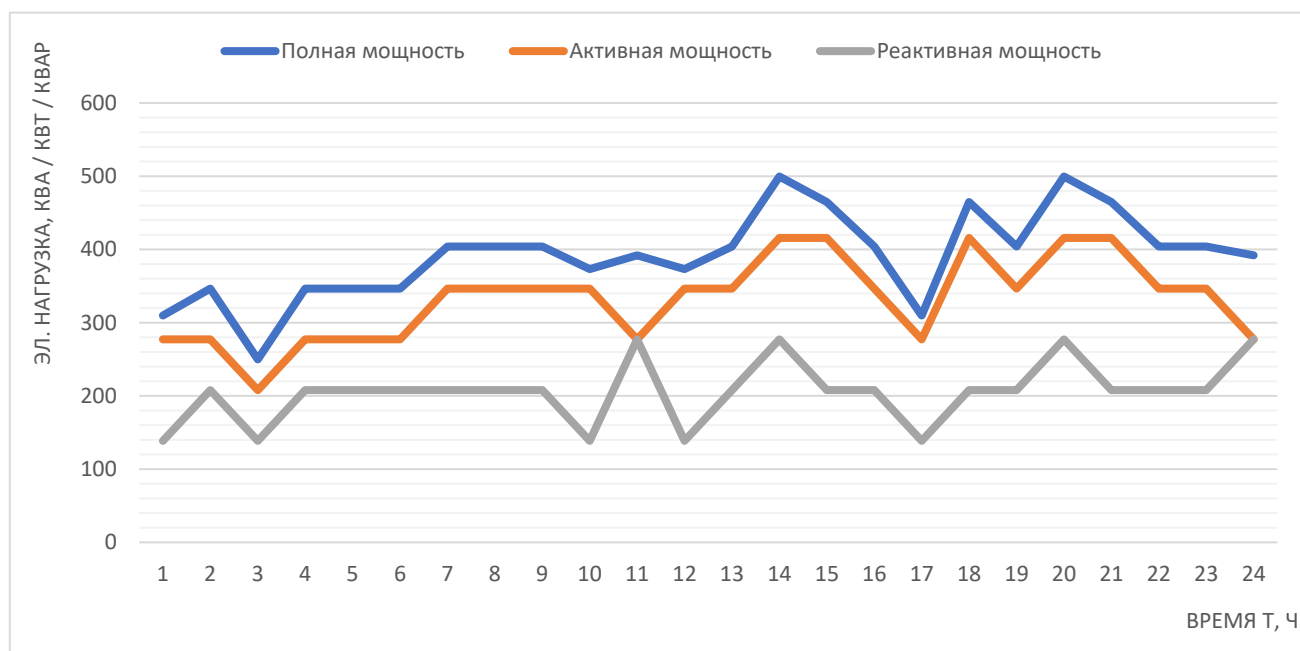


Рисунок 2.1 – График изменения нагрузок трансформатора Т-1 в зимний период за 19 декабря 2021 года

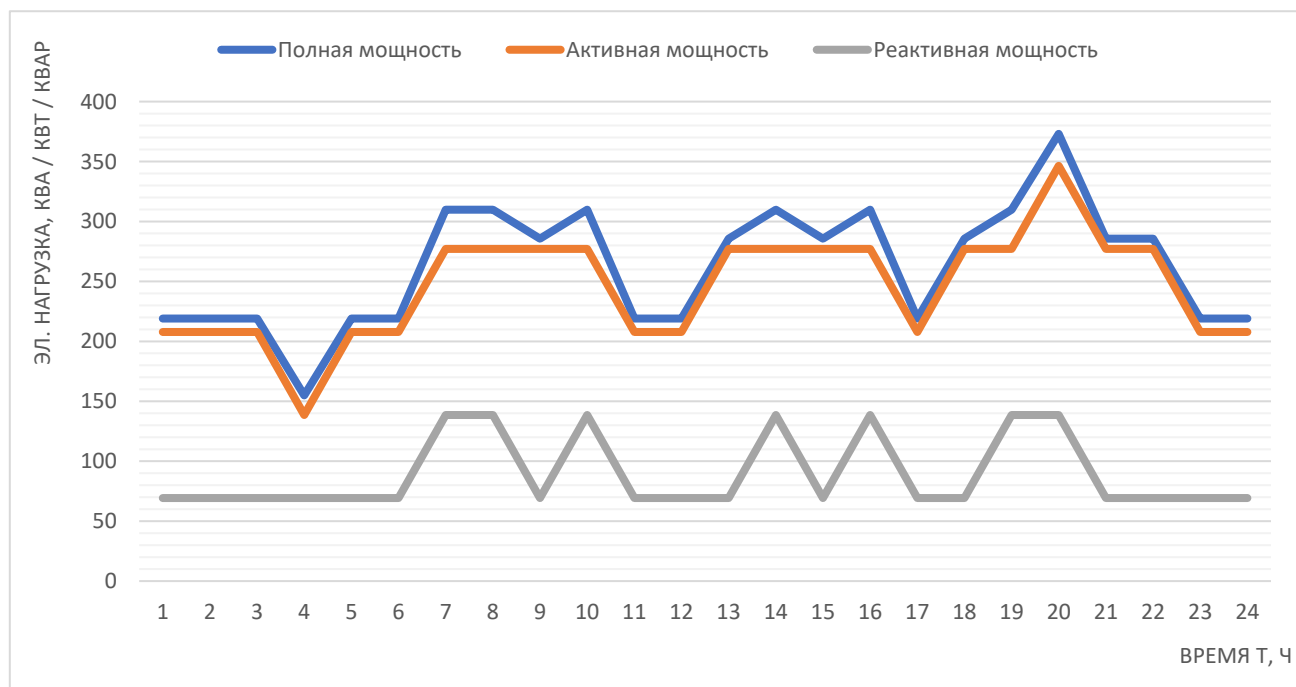


Рисунок 2.2 – График изменения нагрузок трансформатора Т-2 в зимний период за 15 декабря 2021 года

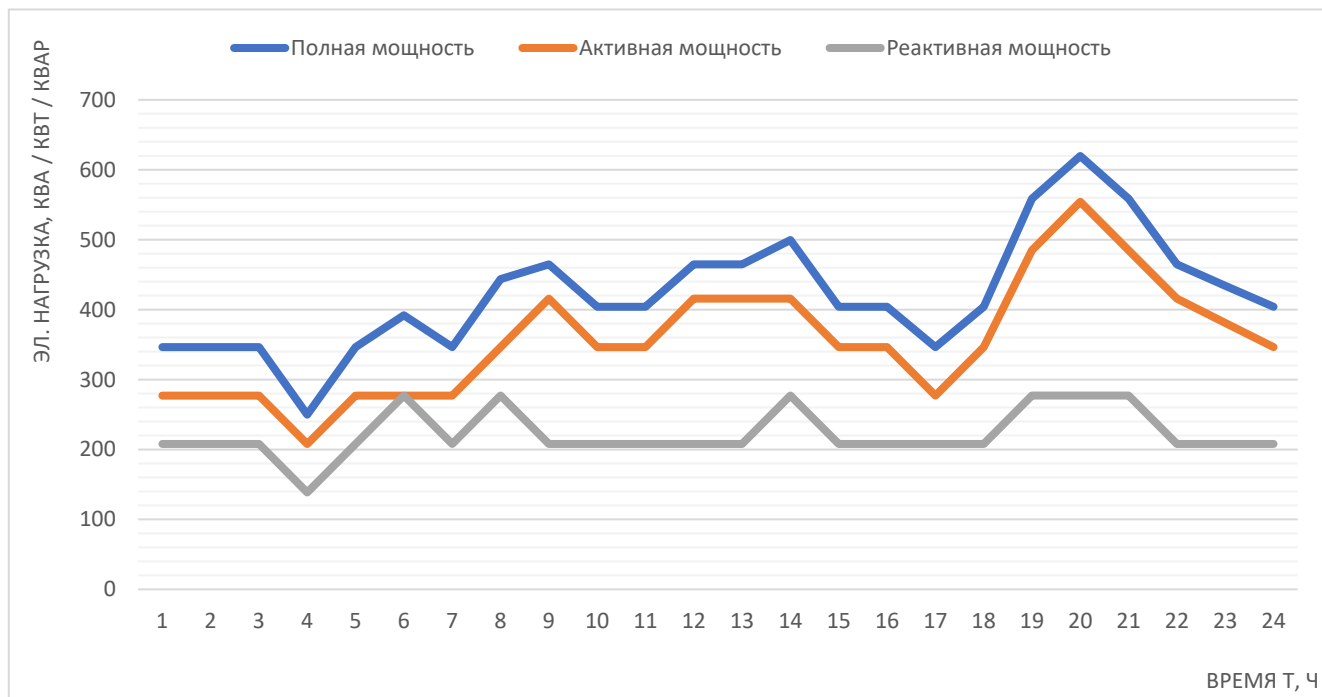


Рисунок 2.3 – График изменения нагрузок трансформатора Т-1 в зимний период за 20 декабря 2020 года

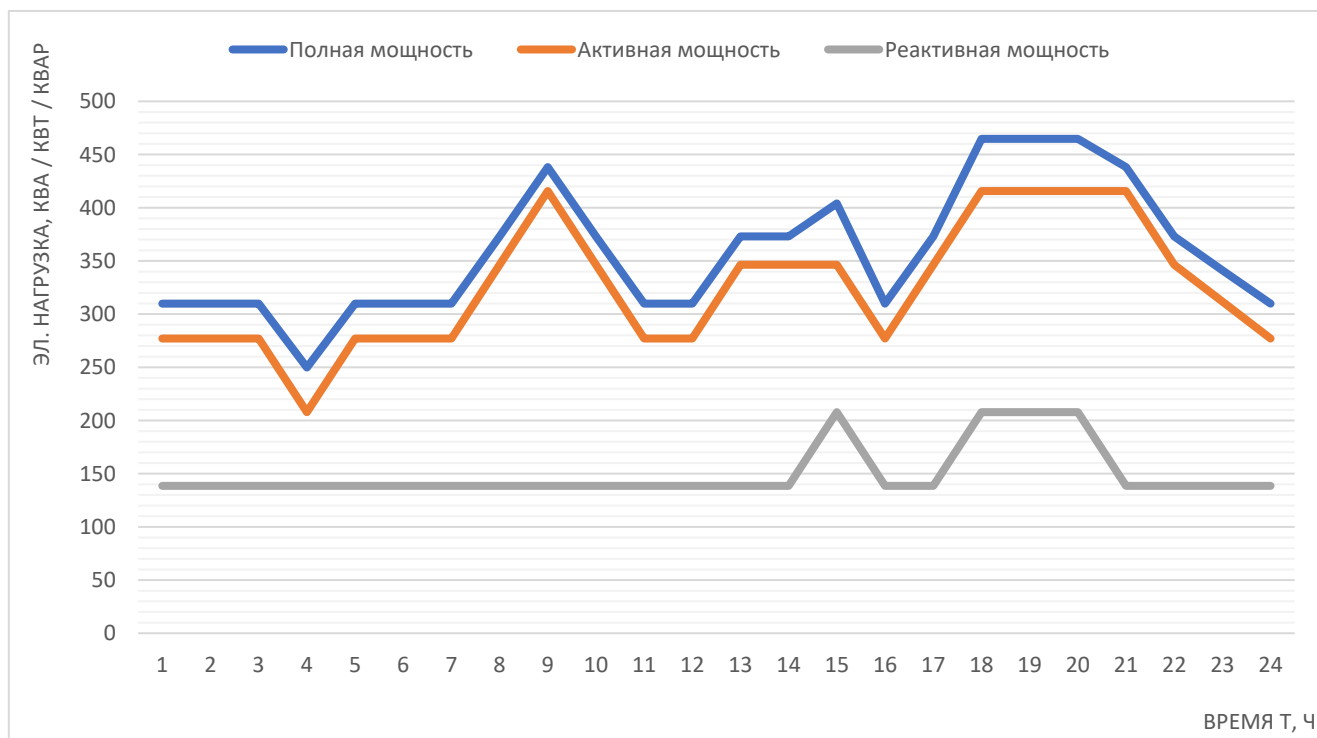


Рисунок 2.4 – График изменения нагрузок трансформатора Т-2 в зимний период за 20 декабря 2020 года

Из анализа графиков нагрузки силовых трансформаторов можно отметить следующее. Для трансформатора Т-1 максимальная нагрузка в период его работы составляет за 19.12.2021:

- полная мощность – 499,59 кВА (19:00);
- активная мощность – 415,68 кВт (13:00, 14:00, 17:00 и 19:00-20:00);
- реактивная мощность – 277,12 квар (10:00, 13:00 и 19:00).

Для трансформатора Т-2 максимальная нагрузка в период его работы составляет за 19.12.2021:

- полная мощность – 373,08 кВА (19:00);
- активная мощность – 346,40 кВт (19:00);
- реактивная мощность – 138,56 квар (6:00-7:00, 13:00, 15:00, 18:00-19:00).

Определим коэффициент загрузки трансформаторов подстанции в нормальном и послеаварийном режимах:

$$k_{з.н} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (2.1)$$

$$k_{з.ав} = \frac{S_{ПС}}{S_{ном.тр}}, \quad (2.2)$$

где $S_{ПС}$ – суммарная расчётная мощность нагрузки, кВА;

$S_{расч}$ – номинальная мощность трансформатора кВА.

$$k_{з.н} = \frac{872,67}{2 \cdot 16000} = 0,027;$$

$$k_{з.ав} = \frac{872,67}{16000} = 0,054.$$

Таким образом, коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме не превышает 0,027, а в послеаварийном режиме – 0,054.

2.3 Выводы по разделу

В данной главе рассмотрели методику исследования режимов нагрузок силовых трансформаторов с помощью автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии, включающей в себя комплекс мер сбора, обработки, хранения и выдачи информации о текущих показателях трансформаторов.

По результатам замеров нагрузки в подстанции «Коханово» рассчитаны полные мощности трансформаторов. Замеры нагрузки приведены в зимний период в течение суток 2020, 2021 года по часам.

Максимальная нагрузка для Т-1 в 2020 году в зимний период составила $S_{макс.Т1}=499,59$ кВА, а для Т-2 в 2021 году в зимний период составила

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$S_{\text{макс.Т2}}=373,08$ кВА. По полученным данным построены графики изменения активной, реактивной и полной мощности автотрансформаторов Т-1 и Т-2.

Проанализировав данные графики, можно сделать вывод, что силовые трансформаторы подстанции работают в недогруженном режиме на протяжении всего срока службы и при выходе из строя одного, другой будет продолжать работу в номинальном режиме.

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции составила 2,7 % в нормальном режиме и 5,4 % – в послеаварийном, что свидетельствует о существенной недогруженности силовых трансформаторов. Следовательно, следует предусмотреть в последующих разделах выбор менее мощных трансформаторов аналогичного типа.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ИХ АНАЛИЗ

3.1 Постановка задачи

Расчет токов короткого замыкания (далее токов КЗ) выполняется для определения требований к новой коммутационной аппаратуре для объектов рассматриваемой сети, проверки соответствия параметров устойчивости установленной аппаратуры к ожидаемым значениям токов короткого замыкания, и выбора необходимых мероприятий для снижения значений последних (если это требуется).

Расчет токов производится для трехфазного короткого замыкания, так как этот режим короткого замыкания является наиболее тяжёлым для трёхфазной сети. Уровень токов КЗ характеризуется следующими показателями:

- действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени короткого замыкания (сверхпереходным током I'') в максимальном режиме работы энергосистемы;
- относительным содержанием аperiodической составляющей в суммарном значении тока КЗ;
- скоростью восстановления нормального уровня напряжения после отключения поврежденного участка.

Основные допущения, принимаемые при расчете токов КЗ:

- сохранение симметрии трехфазной системы за исключение места КЗ;
- линейность всех элементов схемы;
- пренебрежение токами намагничивания трансформаторов;
- пренебрежение активным сопротивлением элементов электрической сети в сетях напряжением свыше 35 кВ;
- отсутствие учета распределенной емкости линий электропередач;
- нагрузка учитывается приближенной в виде постоянных индуктивных сопротивлений;
- отсутствуют качания генераторов.
- ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается аппаратура;
- для определения наибольшего значения тока КЗ режим работы системы выбирается максимальным.

					ДП 1-43 01 02 02-22				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Пирзода Д.М.			<div>Расчёт токов короткого замыкания и их анализ</div>				
Руковод.		Селиверстов Г.И.							
Консульт.		Селиверстов Г.И.							
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.							
Зав. каф.		Добродей А.О.							
					Лит.	Лист	Листов		
					Д	1			
					ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»				

Максимальный режим работы системы характеризуется следующими условиями:

- включены все источники питания;
- при расчете тока КЗ на землю включены все трансформаторы и автотрансформаторы у которых заземлена нейтраль и схема участка сети, непосредственно к точке КЗ такая, что по ней протекает максимальный ток.

Расчетная схема строится на основе схемы электрической сети и главных схем электрических соединений подстанции. В расчетную схему вводятся все источники питания, участвующие в подпитке места короткого замыкания, и соответственно все элементы электрической сети связывающие источники питания и место КЗ (линии электропередач, трансформаторы, реакторы, и т.п.). На рисунке 3.1 приведена исходная расчетная схема.

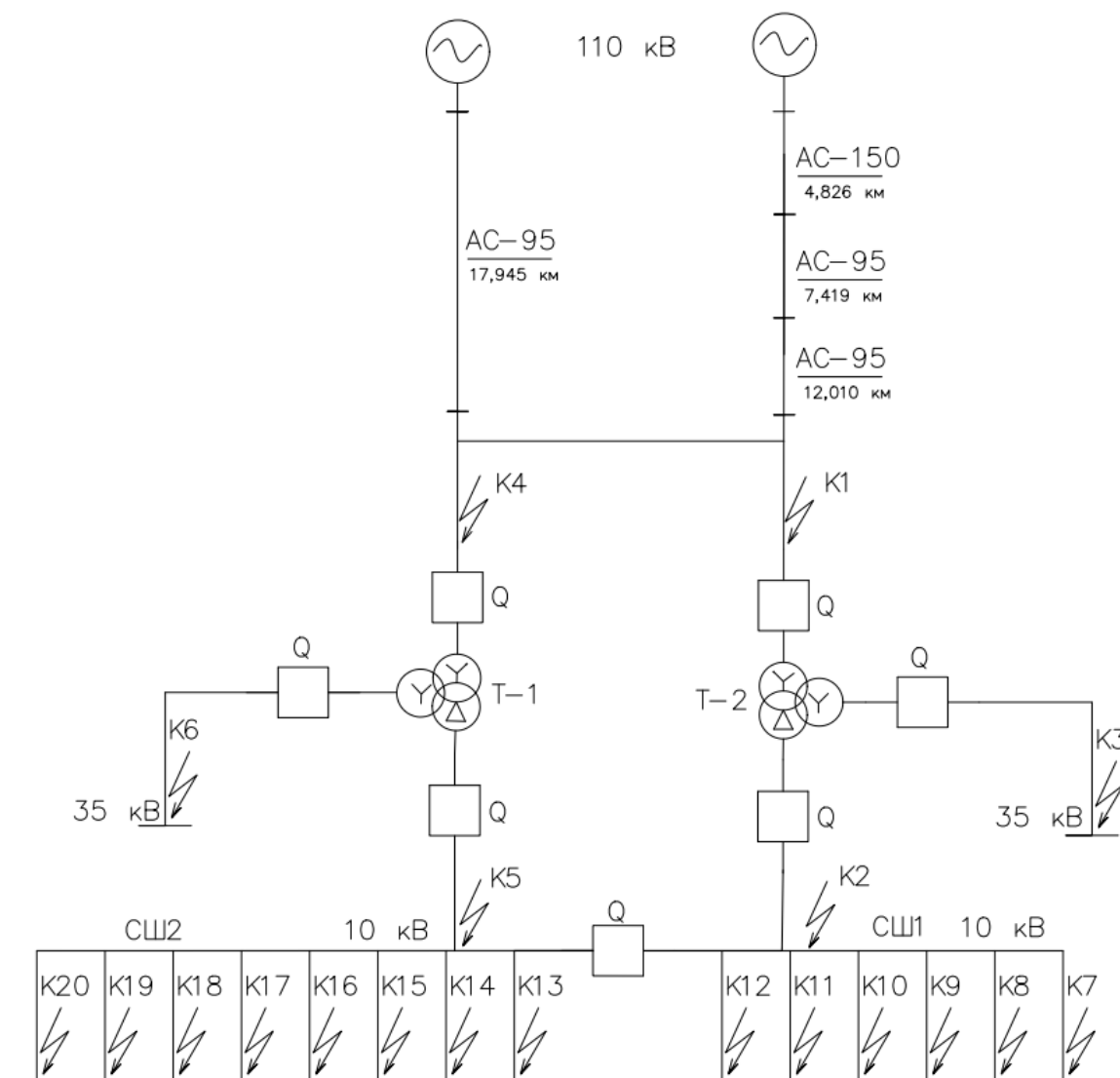


Рисунок 3.1 – Исходная расчетная схема

3.2 Расчёт токов короткого замыкания и их оценка

Для исходной расчетной схемы составим схему замещения и рассчитаем ее параметры:

Сопротивления системы в относительных единицах для максимального и минимального режима предоставлены службой релейной защиты и автоматики составляют в именованных единицах:

в максимальном режиме:

$$X_{с\max} = 0,08.$$

в минимальном режиме:

$$X_{с\min} = 0,161.$$

Определим параметры для схемы замещения трансформатора ТДТН 16000/110/35/10:

номинальная мощность $S = 16000$ кВА;

номинальное напряжение высокой стороны $U_{вн}=115$ кВ;

номинальное напряжение средней стороны $U_{сн}=38,5$ кВ;

номинальное напряжение низкой стороны $U_{нн}=11$ кВ;

напряжение короткого замыкания $U_{квн-сн} = 10,3\%$, $U_{квн-нн} = 16,3\%$, $U_{сн-нн} = 5,9\%$.

группа соединения обмоток трансформатора $Y_n-Y-\Delta-11$;

Расчет будем вести в относительных единицах.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо принять базисные значения мощности и напряжения на высокой и низкой стороне [4]:

$S_б=100$ МВА;

$U_б=115$ кВ;

Значение базисного тока $I_б$ на шинах 110 кВ определим по следующей формуле [2]:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}. \quad (3.1)$$

Используя выражение (3.1) определим базисный ток на шинах 110 кВ:

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

Расчетная схема замещения для максимального и минимального режима приведена на рисунке 3.2.

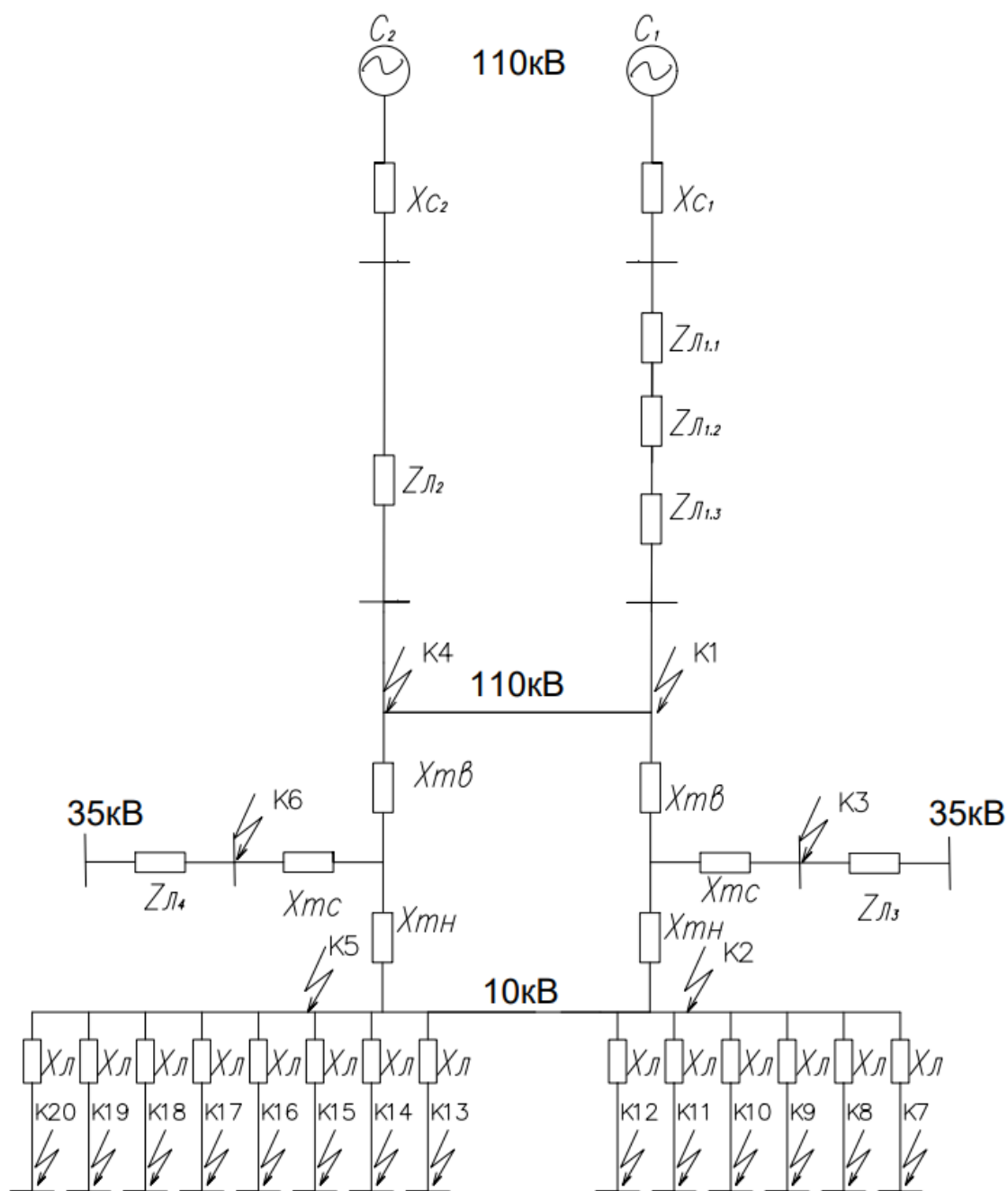


Рисунок 3.2 – Расчетная схема замещения

Сопротивление линий определяется по выражениям:

$$R_l = (r_0 \cdot l); \quad (3.2)$$

$$X_l = (x_0 \cdot l), \quad (3.3)$$

где x_0 – удельное сопротивление на 1 км линии, Ом/км;

l – протяжённость линии, км.

Используя выражения (3.2) и (3.3) определим сопротивление линий Z_l ВЛ-110кВ от подстанции «Коханова» до «Орша-330»:

$$R_{л1} = (0,33 \cdot 12,01 + 0,33 \cdot 7,419 + 0,201 \cdot 4,826) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$X_{л1} = (0,234 \cdot 12,01 + 0,234 \cdot 7,419 + 0,398 \cdot 4,826) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,049 \text{ Ом}.$$

Используя выражение (3.2) и (3.3) определим сопротивление линий Z_2 ВЛ-110кВ от подстанции «Коханова» до подстанции «Коханова»:

$$R_{л2} = (0,33 \cdot 12,01 + 0,33 \cdot 7,419 + 0,201 \cdot 4,826) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$X_{л2} = (0,234 \cdot 12,01 + 0,234 \cdot 7,419 + 0,398 \cdot 4,826) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,049 \text{ Ом}.$$

Ввиду того, что подстанция «Коханова» является промежуточной, необходимо учесть параллельную работу двух линий питания:

$$Z_{л} = \frac{(R_{л1} + jX_{л1} + jX_c) \cdot (R_{л2} + jX_{л2} + jX_c)}{\sum R + jX_{\Sigma}}. \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} Z_{л.макс} &= \frac{(0,056 + j0,049 + j0,08) \cdot (0,045 + j0,032 + j0,08)}{(0,056 + j0,049 + j0,08) + (0,045 + j0,032 + j0,08)} = \frac{(0,056 + j0,129) \cdot (0,045 + j0,112)}{(0,056 + j0,129) + (0,045 + j0,112)} = \\ &= \frac{-0,012 + j0,012}{0,101 + j0,241} = 0,0246 + j0,0601 = 0,065e^{i67,74}. \end{aligned}$$

Аналогично для системы в минимальном режиме:

$$\begin{aligned} Z_{л.мин} &= \frac{(0,056 + j0,049 + j0,161) \cdot (0,045 + j0,032 + j0,161)}{(0,056 + j0,049 + j0,161) + (0,045 + j0,032 + j0,161)} = \frac{(0,056 + j0,21) \cdot (0,045 + j0,193)}{(0,101 + j0,403)} = \\ &= \frac{-0,03801 + j0,020258}{0,101 + j0,403} = 0,025 + j0,1 = 0,103e^{i75,96}. \end{aligned}$$

Выполним расчет токов короткого замыкания.

В соответствии с принятыми методами выбора электрических аппаратов, шин и кабелей при напряжении выше 1000 В, определяются начальное значение периодического тока КЗ от источника определяется аналитически [2] по формуле:

$$I_{по} = \frac{I_6 E_*''}{Z}, \quad (3.5)$$

где E_*'' – значение сверхпереходного ЭДС, принимаем равным 1;
 Z – сопротивление.

Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 кВ.

Используя формулу (3.5) определим значение тока КЗ в точке К1 на шинах 110 кВ в максимальном режиме:

$$I_{поМАХ} = \frac{I_6 E_*''}{Z_{л.макс}}. \quad (3.6)$$

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{поМАХ}} = \frac{0,502 \cdot 1}{0,065 e^{i67,74}} = 7,72 \text{ кА.}$$

Используя формулу (3.5) определим значение тока КЗ в точке К1 на шинах 110 кВ в минимальном режиме:

$$I_{\text{поMIN}} = \frac{I_6 E_*''}{Z_{\text{л.мин}}} \quad (3.7)$$

$$I_{\text{поMIN}} = \frac{0,502 \cdot 1}{0,103 e^{i75,96}} = 4,87 \text{ кА.}$$

Расчет значения тока короткого замыкания в точке К4 проводим аналогично.

Выполним расчёт токов короткого замыкания на шинах 35 кВ.

Спротивление обмоток трансформатора берём из справочной литературы. Для трансформатора ТДТН-16000/110/35: $R_{\text{т.ВН}} = R_{\text{т.СН}} = R_{\text{т.УН}} = 2,6 \text{ Ом}$; $X_{\text{т.ВН}} = 88,9 \text{ Ом}$; $X_{\text{т.СН}} = 0 \text{ Ом}$; $X_{\text{т.УН}} = 52 \text{ Ом}$.

Относительное значение тока короткого замыкания в точке КЗ на шинах 35 кВ в максимальном режиме определим по следующей формуле:

$$I_{\text{по.мах.35}} = \frac{E}{(R_{\text{л.макс}} + jX_{\text{л.макс}}) + (R_{\text{т.ВН}} + jX_{\text{т.ВН}}) + (R_{\text{т.СН}} + jX_{\text{т.СН}})} \quad (3.8)$$

$$I_{\text{по.мах.35}} = \frac{110}{(0,0246 + j0,0601) + (2,6 + j88,9) + (2,6 + j0)} = \frac{110}{5,2246 + j88,9601} = 0,072 - j1,23 = 1,23 e^{-i86,63}.$$

Действительное значение тока КЗ для данной точки будет равно произведению относительного значения на коэффициент трансформации:

$$I_{\text{по.мах.35}} = I_{\text{по.мах.35.кЗ}} \cdot K_{\text{тр.В/С}} \quad (3.9)$$

$$I_{\text{по.мах.35}} = 1,23 e^{-i86,63} \cdot \frac{115}{38,5} = 3,67 \text{ кА.}$$

Аналогично для минимального режима:

$$I_{\text{по.мин.35}} = \frac{E}{(R_{\text{л.мин}} + jX_{\text{л.мин}}) + (R_{\text{т.ВН}} + jX_{\text{т.ВН}}) + (R_{\text{т.СН}} + jX_{\text{т.СН}})} \quad (3.10)$$

$$I_{\text{по.мин.35}} = I_{\text{по.мин.35.кЗ}} \cdot K_{\text{тр.В/С}} \quad (3.11)$$

$$I_{\text{по.мин.35}} = \frac{110}{(0,025 + j0,1) + (2,6 + j88,9) + (2,6 + j0)} = 0,75 e^{-i84,91}.$$

$$I_{\text{по.мин.35}} = 0,75 e^{-i84,91} \cdot \frac{115}{38,5} = 2,24 \text{ кА.}$$

Расчет значения тока КЗ в точке К6 проводим аналогично.

Выполним расчёт токов короткого замыкания на шинах 10 кВ.

Значение тока короткого замыкания в точке К2 на шинах 10 кВ в максимальном режиме:

$$I_{\text{поМАХ10}} = \frac{U}{(R_{\text{л.макс}} + jX_{\text{л.макс}}) + (R_{\text{т.вн}} + jX_{\text{т.вн}}) + (R_{\text{т.нн}} + jX_{\text{т.нн}})}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{поМАХ10}} = \frac{110}{(0,0246 + j0,0601) + (2,6 + j88,9) + (2,6 + j52)} = \frac{110}{5,2246 + j140,9601} = 0,0289 - j0,7792 = 0,6e^{-i87,87}.$$

Действительное значение тока КЗ для данной точки:

$$I_{\text{поМАХ10}} = I_{\text{поМАХ10}} \cdot K_{\text{тр.В/Н}}. \quad (3.13)$$

$$I_{\text{поМАХ10}} = 0,6e^{-i87,87} \cdot \frac{115}{11} = 6,27 \text{ кА}.$$

Аналогично для минимального режима:

$$I_{\text{поМІН10}} = \frac{U}{(R_{\text{л.мин}} + jX_{\text{л.мин}}) + (R_{\text{т.вн}} + jX_{\text{т.вн}}) + (R_{\text{т.нн}} + jX_{\text{т.нн}})}; \quad (3.14)$$

$$I_{\text{поМІН10}} = I_{\text{поМІН10}} \cdot K_{\text{тр.В/Н}}. \quad (3.15)$$

Вычислим:

$$I_{\text{поМІН10}} = \frac{110}{(0,025 + j0,1) + (2,6 + j88,9) + (2,6 + j52)} = 0,37e^{-i83,73};$$

$$I_{\text{поМІН10}} = 0,37e^{-i83,73} \cdot \frac{115}{11} = 3,87 \text{ кА}.$$

Расчет значения тока КЗ в точке К5 проводим аналогично.

Результаты всех расчетов сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета токов КЗ

Режим системы	Точка к.з.	Величина тока $I_{\text{по}}$, кА
Максимальный	К1	7,7
	К2	6,3
	К3	3,7
Минимальный	К1	4,9
	К2	3,9
	К3	2,2

3.3 Выводы по разделу

Для расчета токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме на подстанции «Коханова» были составлены расчетные схемы замещения сети. На основании этой схемы был произведен расчет токов короткого замыкания относительных единицах.

По токам короткого замыкания в максимальном режиме КЗ будет проверяться электрическое оборудование на электродинамическую стойкость. При расчёте уставок релейной защиты и автоматики будут использоваться токи как максимального, так и минимального режимов.

Максимальный ток короткого замыкания в максимальном режиме – в точке К1 составляет 7,7 кА. Минимальный ток короткого замыкания – в точке КЗ в минимальном режиме составил 2,2 кА.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10 КВ «КОХАНОВА»

4.1 Расчёт и выбор коммутационного оборудования

В результате анализа развития и функционирования электросетевого комплекса подстанции «Коханова», выполненного в разделе 1 выявлены основные проблемы существующего состояния электрических сетей, которые требуют решения в ближайшей перспективе. В ходе визуального осмотра было установлено, что подстанция оснащена физически изношенным оборудованием. Характеристики оборудования отстают от современных требований, обеспечивающих надежность системы электроснабжения.

В результате чего предложено осуществить:

- замену масляных выключателей 110, 35, 10 кВ на более новые и совершенные;
- замену измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- замену трансформаторов собственных нужд;
- замену действующей аппаратуры релейной защиты и автоматики на аппаратуру нового поколения, выполненную на базе микропроцессорной техники;
- приведение объекта в соответствие с современными требованиями, экологии и охраны окружающей среды.

На стороне 110 кВ предполагается установка элегазовых выключателей, а также замена изношенных разъединителей, на стороне 35 вакуумных выключателей. Для защиты выключателей напряжением 10 кВ от перенапряжений, возникающих при отключении выключателей в ячейках КРУ, предлагается установить нелинейные ограничители перенапряжения, вместо разрядников.

Выбор выключателей

Выбор выключателей производим по следующим параметрам.

1. По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (4.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ.

					ДП 1-43 01 02 02-22		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Пирзода Д.М.			<i>Мероприятия по реконструкции электрической подстанции 110/35/10 кВ «Коханова»</i>	Лит.	Лист
Руковод.		Селиверстов Г.И.				Д	1
Консульт.		Селиверстов Г.И.				ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»	
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.					
Зав. каф.		Добродей А.О.					

2. По рабочему току:

$$I_{\text{раб.н}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры тока выключателя, А.

3. Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по следующим условиям:

$$I_{\text{по}} < I_{\text{дин}}; \quad (4.3)$$

$$i_y < I_{\text{т.дин}}, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{по}}$ и i_y – расчетные значения периодической составляющей тока к.з. и ударного тока в цепи, для которой выбирается выключатель, кА;

$I_{\text{дин}}$, $I_{\text{т.дин}}$ – действующее и амплитудное значение предельного и сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя), кА.

4. На термическую стойкость выключатель проверяют по условию:

$$B < B_k, \quad (4.5)$$

где B_k – значение импульса квадратичного тока, гарантированное заводом изготовителем, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ определяется по формуле:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.6)$$

где I_T – термический ток предельной стойкости, кА;

t_T – допустимое время действия термического тока предельной стойкости, с;

I_T и t_T – справочные данные;

B – расчетный импульс квадратичного тока к.з., определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.7)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения к.з., с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}, \quad (4.8)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{вык}}$ – собственное время отключения выключателя (каталожные данные), с.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимо отметить, что расчетным видом к.з для проверки на электродинамическую и термическую стойкость является трехфазное к.з.

Расчет и выбор вводных выключателей на стороне 110 кВ

Определяем рабочий ток для выключателей:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{S_{\text{нагр.макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\text{нагр.макс.Т1}} + S_{\text{нагр.макс.Т2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (4.9)$$

В нашем случае, согласно результатам раздела 2 настоящего дипломного проекта:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{499,59 + 373,008}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4,58 \text{ А.}$$

Исходя из этого выбираем для Т-1 элегазовый выключатель LW36A BEL-126/2000-31,5 с параметрами: $I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$, $U_{\text{мах.раб.}} = 126 \text{ кВ}$, $I_{\text{T}}=31,5 \text{ кА}$.

Выполняем проверку по условиям (4.1) и (4.2):

$$110 \text{ кВ} < 126 \text{ кВ};$$

$$4,58 \text{ А} < 2000 \text{ А.}$$

Следовательно, условия выполняются.

Далее проверим выбранный выключатель на динамическую стойкость по условиям (4.3) и (4.4):

Каталожные данные выключателя: $I_{\text{по.ном}} = 31,5 \text{ кА}$; $i_{\text{у.ном.}} = 80 \text{ кА}$.

Расчетные данные берём из результатов расчёта токов короткого замыкания в разделе 3 дипломного проекта. Для Т-1 (точка короткого замыкания К1): $I_{\text{по}} = 7,7 \text{ кА}$; $i_{\text{у}} = 19,6 \text{ кА}$. Тогда:

$$7,7 < 31,5 \text{ кА};$$

$$19,6 < 80 \text{ кА.}$$

Следовательно, условия выполняются.

Выполним проверку на термическую стойкость по условию (4.5). Значение импульса квадратичного тока, гарантированное заводом изготовителем, определяется по формуле (4.6):

$$W_{\text{к}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Расчетный импульс квадратичного тока к.з. берём из таблицы 2.4 ($W_{\text{к}}$ в точке К1 равен $7,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$). Время отключения короткого замыкания определим по формуле (4.8):

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}} = 1,01 + 0,02 = 1,03 \text{ с.}$$

Тогда проверка по условию (4.5):

$$7,71 < 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

Следовательно, окончательно принимаем к установке элегазовый выключатель LW36A BEL-126/2000-31,5. Результаты расчётов по выбору выключателей на сторонах Т-1 и Т-2 110 кВ приводим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор вводных выключателей для трансформаторов Т-1 и Т-2 на стороне 110 кВ

Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб} = 4,58 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$k_{ав.пер} \cdot I_{раб} < I_{ном}$
$I_{по} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_y = 19,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
$B = 7,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq B_k$
Выбран выключатель типа: LW36A BEL-126/2000-31,5		

Расчет и выбор вводных выключателей для Т-1 и Т-2 на стороне 35 кВ

Расчет и выбор выключателей 35 кВ аналогичен выбору выключателей на стороне 110 кВ. Осуществим выбор и результаты отобразим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб} = 14,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$I_{по} = 3,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_y = 9,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
$B = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq B_k$
Выбран выключатель типа: ZW37BEL-40.5		

Следовательно, окончательно принимаем выключатель ZW37BEL-40.5.

Расчет и выбор вводных выключателей для Т-1 и Т-2 на стороне 10 кВ

Расчет и выбор аналогичен проведенным на сторонах 110 и 35 кВ. Осуществим в табличной форме выбор вводных выключателей на стороне 10 кВ. Результаты отобразим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор вводного выключателя на стороне Т-1 10 кВ

Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб} = 50,38 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$k_{ав.пер} \cdot I_{раб} < I_{ном}$
$I_{по} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_y = 16,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
$B = 5,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq B_k$
Выбран выключатель типа: VS1BEL-12/630/20-УЗ		

Следовательно, окончательно принимаем выключатели VS1BEL-12/1000/20-УЗ для установки между силовыми трансформаторами и секциями шин 10 кВ.

Для отходящих линий 10 кВ (в количестве 14 штук) применяем аналогичные выключатели.

Выбор разъединителей

Произведем выбор разъединителей на вводе в цепи 110 кВ подстанции «Коханова». Условия выбора разъединителей практически аналогичны выбору выключателей. Результаты расчета и условия выбора разъединителя по стороне 110 кВ указаны в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор разъединителей для Т-1 и Т-2 на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном.вк}$
$I_{раб.мах} = 4,58 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 19,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 7,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Окончательно выбираем к установке разъединители типа РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1.

Аналогично проводим выбор разъединителей на стороне 35 кВ подстанции «Коханова». Результаты расчета и условия выбора разъединителей указаны в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном.вк}$
$I_{раб.мах} = 14,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 9,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 25 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Окончательно выбираем к установке разъединители типа РНДЗ.1б-35/400 УХЛ1.

Выбор ограничителей перенапряжений

В последнее время на вновь строящихся и реконструируемых объектах рекомендуется вместо вентильных разрядников применять нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН (3-750 кВ).

В некоторых случаях оборудование может оказаться под влиянием повышенного, по сравнению с номинальным, напряжения (при грозе или коммутациях электрических цепей). В этом случае возрастает вероятность пробоя изоляции установки. Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Защитное действие ограничителя перенапряжений обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения протекающий через ограничитель импульсный ток вследствие высокой нелинейности варисторов не создает опасного для изоляции повышения напряжения.

Ограничители перенапряжений выбирают по номинальному напряжению установки.

Для защиты изоляции от атмосферных перенапряжений на стороне 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжений ОПН-П1-110/77 УХЛ1, на стороне 35 кВ выбираем ограничитель перенапряжений ОПН-П1-35 УХЛ1, на стороне 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжений ОПН-10 УХЛ1.

4.2 Расчет и выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выполним выбор трансформаторов тока.

Осуществим расчёт и выбор трансформаторов тока по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном.тр.} \quad (4.10)$$

2. По рабочему току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{1.ном}, \quad (4.11)$$

где $I_{1.ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

3. По конструкции и классу точности;
4. По электродинамической устойчивости:

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.ном}, \quad (4.12)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической устойчивости по каталогу.

5. По термической стойкости:

$$B_k \leq t_k \cdot (k_T \cdot I_{1.ном}), \quad (4.13)$$

где k_T – кратность термической устойчивости (справочные данные);

t_T – время протекания тока термической устойчивости, с;

B_k – расчетный импульс квадратичного тока к.з., $кА^2 \cdot с$.

6. По вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2.ном} \quad (4.14)$$

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом.

Индуктивное сопротивление вторичных цепей невелико, поэтому $Z_2 \sim r_2$, где:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}}, \quad (4.15)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление измерительных проводов, Ом;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (4.16)$$

где $I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток приборов, А;

$S_{\text{приб}}$ – мощность приборов, ВА.

Переходное сопротивление контактов ($r_{\text{к}}$) принимает следующие значения:

$r_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при малом количестве приборов;

$r_{\text{к}} = 0,1$ Ом – при большом количестве приборов.

Зная $Z_{\text{ном}}$ определяют допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пров}}$ по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (4.17)$$

По значению сопротивления проводов определяют площадь сечения провода по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (4.18)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформатора тока до приборов, м.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При включении в звезду $I_{расч}=1$; при включении в одну фазу $I_{расч}=2 \cdot 1$. В данном дипломном проекте все приборы на подстанции включаются в полную звезду. Длины соединительных проводов принимаются по рекомендации [2].

В диплом проекте во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho=0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$). Полученная площадь сечения не должна быть по условию механической прочности менее 4 мм^2 для проводов с алюминиевыми жилами. Сопротивление измерительных проводов ($r_{пров.}$) зависит от длины и сечения соединительных проводов.

Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Согласно выбираем трансформатор тока типа ИМВ 123 с номинальным вторичным током 5А. Результаты выбора приведем в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 4,58 \text{ А}$	$I_n = 500 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_y = 19,6 \text{ А}$	$I_{мдин} = 31,5 \text{ А}$	$I_y \leq I_{мдин}$
$B = 7,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_T \cdot k_T)^2 \cdot t_M = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq (I_T \cdot k_T)^2 \cdot t_M$

Для того чтобы выполнить проверку по условию (4.14) сначала выберем приборы, которые подключаются к трансформатору тока, таблица 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты выбора приборов, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов тока

Наименование и тип прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
	А	В	С
Амперметр	2	2	2
Итого:	2	2	2

Проверку трансформатора тока по вторичной нагрузке произведём для наиболее загруженной фазы, из таблицы 4.10 видно, что фазы загружены равномерно.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в классе

точности 10: $Z_{2ном} = 0,4$ Ом. Следовательно, условие (4.14) выполняется, так как $0,06 \text{ Ом} < 0,8 \text{ Ом}$.

Сопротивление контактов принимаем $r_k = 0,1$.

Определяем допустимое сопротивление проводов по формуле (4.17):

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,6 - 0,08 - 0,1 = 0,42 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов по формуле (4.18):

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,42} = 0,437 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности минимальное сечение равно 4 мм^2 , поэтому принимаем сечение провода $q = 4 \text{ мм}^2$. Контрольный кабель типа АКВВГ с тремя жилами сечением 4 мм^2 .

Выбор трансформаторов тока на стороне 35кВ

Результаты выбора аналогичны. Выбираем трансформатор тока типа LZZW2-35Q с номинальным вторичным током 5А. Результаты выбора приведем в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 14,39 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_y = 9,42 \text{ кА}$	$I_{мдин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_y \leq I_{мдин}$
$B = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq B_k$

Следовательно, окончательно выбираем трансформатор тока LZZW2-35Q.

Для того чтобы выполнить проверку по условию (4.13), сперва выберем приборы, которые подключаются к трансформатору тока (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Результаты выбора приборов, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов тока

Наименование и тип прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
	А	В	С
Амперметр	0,75	0,75	0,75
Электронный счетчик	0,75	0,75	0,75
Итого:	1,5	1,5	1,5

Найдем общее сопротивление приборов, используя формулу 4.16:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,2: $Z_{2\text{ном}} = 0,2 \text{ Ом}$

Сопротивление контактов принимаем $r_k = 0,05$.

Определяем допустимое сопротивление проводов по формуле (4.17):

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,2 - 0,06 - 0,1 = 0,09 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов по формуле (4.18):

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 10}{0,09} = 1,9 \text{ мм}^2.$$

Длина вторичных цепей была принята по рекомендациям [3].

Принимаем сечение провода $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольный кабель типа КВВГ с тремя жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор трансформаторов тока на стороне 10кВ

Осуществим выбор трансформаторов тока в цепях силового трансформатора на стороне низкого напряжения 10кВ. Согласно [3] выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-10 с номинальным вторичным током 5А. Результаты выбора приведем в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.мах}} = 50,38 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_y = 16,04 \text{ кА}$	$I_{\text{мдин}} = 80 \text{ кА}$	$I_y \leq I_{\text{мдин}}$
$B = 5,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq B_k$

Для того чтобы выполнить проверку по условию (4.13), сперва выберем приборы, которые подключаются к трансформатору тока (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Результаты выбора приборов, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов тока

Наименование и тип прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
	А	В	С
Терминал защиты	0,5	0,5	0,5
Амперметр	0,5	0,5	0,5
Электронный счетчик	0,5	0,5	0,5
Итого:	1,5	1,5	1,5

Найдем общее сопротивление приборов, используя формулу (4.16):

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,2: $Z_{2\text{ном}} = 0,2 \text{ Ом.}$

Сопротивление контактов принимаем $r_k = 0,05 \text{ Ом.}$

Определяем допустимое сопротивление проводов по формуле (4.7):

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,2 - 0,06 - 0,05 = 0,09 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов по формуле (4.18):

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 10}{0,09} = 1,9 \text{ мм}^2.$$

Длина вторичных цепей была принята по рекомендациям [1]. Принимаем сечение провода $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольный кабель типа КВВГ с тремя жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Для остальных линий 10 кВ расчёты аналогичны. Принимаем для всех отходящих линий и вводов 10 кВ трансформаторы тока типа ТЛМ-10.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по следующим условиям [3]:

1. По напряжению установки – аналогично условию (4.10)
2. По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} < S_{\text{ном}}, \quad (4.19)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА.

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трёх фаз, а для соединённых по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора.

3. По классу точности;

4. По конструкции и схеме соединения обмоток.

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно чрезвычайно мало и не может хоть сколько-нибудь существенно повлиять на значения тока.

Обычно сечение проводов принимают из условия механической прочности, равной $1,5 \text{ мм}^2$ и 2 мм^2 соответственно для медных и алюминиевых проводов.

Расчет и выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

В таблице 4.12 приведены данные о вторичной нагрузке измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ.

Таблица 4.12 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ.

Наименование и тип прибора	Мощность, В·А	Число обмоток	Число приборов	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Мощность В·А
Вольтметр	2	1	3	1	0	6
Электронный счетчик NP73E.3-14-1	10	3	2	1	0	20
Итого						26

Электронный счетчик NP73E.3-14-1 включает в себя следующие функции:

- 1.Регистрация активной и реактивной мощности;
- 2.Регистрация напряжения на отходящей линии или на сборной секции шин;
- 3.Учет электроэнергии;
- 4.Токовая нагрузка.

Выбираем однофазный масляный заземляемый трансформатор напряжения НКФ-110 УХЛ1 с $S_{2\text{НОМ}}=360 \text{ В·А}$, который предназначен для выработки сигнала измерительной информации для измерительных приборов в цепях учёта, защиты и сигнализации в сетях 110 кВ.

Суммарная расчетная нагрузка трансформатора напряжения будет определена с учетом потребления цепей РЗА. Примем суммарную мощность устройств РЗА $S_{2РЗА}=50$ ВА.

Условие (4.19) выполняется, т. е. $50+26=76<360$ ВА, следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Сечение проводов в цепях ТН определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от ТН до расчетных счетчиков должна быть не более 3%. Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условиям механической прочности $1,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Определяем ток нагрузки для вторичных цепей, питающихся от трансформатора напряжения:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (4.20)$$

где $S_{\text{ТН}}$ – наибольшая нагрузка на трансформатор напряжения, ВА;

$U_{\text{ном}}$ – линейное номинальное напряжение, В.

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 360 \cdot 0,5}{100} = 3,118 \text{ А.}$$

Определив ток нагрузки, рассчитываем допустимое сопротивление одной жилы кабеля в фазном проводе:

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \quad (4.21)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая потеря напряжения, для устройств релейной защиты равна 3 В.

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 3,118} = 0,556 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение жил кабеля:

$$q = \frac{L}{\gamma \cdot r_{\text{пр.макс}}}, \quad (4.22)$$

где L – длина кабеля от ТН до терминала, м;

γ – удельное сопротивление (равное 57 для меди)

$$q = \frac{20}{57 \cdot 0,556} = 0,631 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем минимально сечение кабеля $1,5 \text{ мм}^2$ для меди.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем сечение жил кабеля:

$$r_{np.} = \frac{20}{57 \cdot 1,5} = 0,234 \text{ Ом.}$$

Определяем потерю напряжения с учетом выбранного сечения кабеля:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot \frac{L}{\gamma \cdot r_{\text{пр. макс}}}. \quad (4.23)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 3,118 \cdot \frac{20}{57 \cdot 1,5} = 1,26 \text{ В.}$$

В процентном соотношении потери напряжения определяем по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{/100}}. \quad (4.24)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{1,26 \cdot 100}{100} = 1,26 \text{ \%}.$$

Выбираем кабель марки КВБбШвнг – 7х1,5 мм².

Расчет и выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

В таблице 4.13 приведены данные о вторичной нагрузке измерительного трансформатора напряжения на стороне 1СШ -35 кВ.

Выбираем однофазный масляный заземляемый трансформатор напряжения ЗНОМ-35 УХЛ1 с S_{2НОМ}=360 ВА.

Таблица 4.13 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ.

Наименование и тип прибора	Мощность, В·А	Число обмоток	Число приборов	cosφ	sinφ	Мощность В·А
Вольтметр	2	1	3	1	0	6
Электронный счетчик NP73E.3-14-1	10	3	2	1	0	20
Итого						26

Проведём необходимые расчёты, аналогично, как и при выборе ТН на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 360 \cdot 0,5}{100} = 3,118 \text{ А.}$$

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 3,118} = 0,556 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{20}{57 \cdot 0,556} = 0,631 \text{ мм}^2.$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 3,118 \cdot \frac{20}{57 \cdot 1,5} = 1,26 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{1,26 \cdot 100}{100} = 1,26 \text{ \%}.$$

Выбираем кабель марки КВБбШвнг – 7х1,5 мм².

Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ.

Расчёт нагрузки основной обмотки приведём в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование и тип прибора	Мощность, В·А	Количество	Общая мощность, В·А
Реле микропроцессорное защиты по напряжению и частоте	10	1	10
Электронный счетчик	1	10	10
Итого	20		

Выберем трансформатор типа НАМИ-10.

Трансформатор НАМИ-10 является трехфазным антирезонансным масляным трансформатором напряжения. Применяется для понижения высокого первичного напряжения до значений пригодных для измерений. Служит для выработки сигнала измерительной информации и подачи его на измерительные приборы, а также устройства защиты и сигнализации в сетях с изолированной нейтралью частоты 50 (60) Гц. Предназначен для установки в КРУ.

Трансформаторы НАМИ-10 соответствуют требованиям ТУ 659 РК 0001 0033-22 и ГОСТ 1983-2001. Обладают следующими техническими характеристиками:

Класс точности – 0,2-0,5;

Значение номинального напряжения первичной обмотки – 10 кВ;

Значение наибольшего рабочего напряжения – 12 кВ;

Значение номинального напряжения основной вторичной обмотки – 0,1 кВ;

Значение номинального напряжения дополнительной вторичной обмотки 100/√3 В;

Значение номинальной мощности обмоток, ВА: 75 – основной вторичной; 30 дополнительной вторичной.

Значение предельной мощности вне класса точности, ВА: 1000 –

трансформатора; 150 – основных вторичных обмоток; 100 – дополнительных вторичных обмоток.

Значение частоты переменного тока – 50 Гц;

Схема и группа соединений обмоток: Ун/Ун/П-0;

Масса – 112 кг.

Расчёт остальных трансформаторов напряжения аналогичен.

4.3 Расчет и выбор системы собственных нужд подстанции

Потребителей СН заносим в таблицу и расчет нагрузки для выбора ТСН приведем в табличной форме (таблица 4.15) [11].

Таблица 4.15 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт		cosφ	tgφ	Мощность	
	N, шт.	Руд, кВт/ед			Руст, кВт	Qуст, кВар
Подогрев выключателей на стороне 110 кВ	3	1,00	1	-	7,83	-
Вентиляция ЗРУ 10 кВ	2	2,00	1	-	5,37	-
Освещение ЗРУ 10 кВ	10	0,64	1	-	10,00	-
Освещение ОРУ 35-110 кВ	4	0,78	1	-	8,12	-
Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ	17	1,00	1	-	8,57	-
Подогрев выключателей на стороне 35 кВ	7	1,00	1	-	17,70	-
Шкаф оперативного тока	2	10,00	1	-	20,00	-
РПН Т-1,2	2	1,00	1	-	8,90	-
Обогрев ОПУ	5	4,80	1	-	9,60	-
Подогрев выключателей на 10 кВ	18	1,00	1	-	20,00	-
Итого					117,09	-

По итогам таблицы 4.15 рассчитаем установленную мощность ТСН:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (4.25)$$

где $P_{уст}$ – установленная активная мощность трансформатора, кВт;

$Q_{уст}$ – установленная реактивная мощность трансформатора, квар.

Подставляем значения из таблицы в формулу:

$$S_{уст} = \sqrt{117,09^2 + 0^2} = 117,09 \text{ кВА.}$$

Расчетную мощность потребителей собственных нужд подстанции определим по формуле:

$$S_{расч} = K_c \cdot S_{уст}, \quad (4.26)$$

где K_c – коэффициент спроса, связывающий расчетную нагрузку с номинальной мощностью, принимаем $K_c = 0,8$.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 117,09 = 93,67 \text{ кВА.}$$

Определяем номинальную мощность трансформатора с учетом допустимой перегрузки 1,4 при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{K_{ав} \cdot (n-1)}. \quad (4.27)$$

Подставив значения, получим:

$$S_T = \frac{93,67}{1,4 \cdot (2-1)} = 66,9 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМГА-100/10 согласно [3].

Характеристика трансформаторов серии ТМГА: трехфазные двухобмоточные трансформаторы с естественной циркуляцией воздуха и масла герметичного исполнения, с сердечником из аморфной стали, переключением без возбуждения, номинальное напряжение 10/0,4.

Трансформаторы собственных нужд подстанции используются для освещения ОРУ, освещения ЗРУ, обогрева выключателей, обогрева счетчиков, питания оперативных цепей подстанции.

Выполним выбор проводников на 0,4 кВ

Расчёт рассмотрим на примере подогрева привода выключателей на 110 кВ.

Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются или проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током I_p :

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{п}}, \quad (4.28)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток проводника, А;

I_p – расчётный ток, А;

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_p – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей.

K_p принимаем равным 1 и определяем расчётный ток:

$$I_{n/ав} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 4,33 \text{ А.}$$

Принимаем пятижильный провод марки ВВГнг(5х1,5) с $I_{доп}=16 \text{ А}$, согласно [1].

$$16 \text{ А} \geq 4,33/1 = 4,33 \text{ А.}$$

Т.к. данное условия выполняется, выбираем провод ВВГнг(5х1,5).

Расчет остальных проводов аналогичен и результаты расчета представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет электрической сети с $U_H = 0,4 \text{ кВ}$

Номер участка	Электрический потребитель	Параметры				Количество и марка кабеля
		$S_{уст.}, \text{кВА}$	$I_{п/ав.уч}, \text{А}$	K_p	$I_{доп}, \text{А}$	
1	Подогрев выключателей на 110 кВ	3	4,33	1	16	ВВГнг(5х1,5)
2	Вентиляция ЗРУ 10 кВ	4	5,77	1	16	ВВГнг(5х1,5)
3	Освещение ЗРУ 10 кВ	6,4	9,23	1	16	ВВГнг(5х1,5)
4	Освещение ОРУ 35-110 кВ	3,12	4,50	1	16	ВВГнг(5х1,5)
5	Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ	17	24,53	1	25	ВВГнг(5х2,5)
6	Подогрев выключателей на 35 кВ	20	10,10	1	16	ВВГнг(5х1,5)
7	Шкаф оперативного тока	2	28,86	1	25	2хВВГнг(5х2,5)
8	РПН Т-1,2	9,6	2,88	1	16	ВВГнг(5х1,5)
9	Обогрев ОПУ	3,6	13,85	1	16	ВВГнг(5х1,5)
10	Подогрев выключателей на 10 кВ	2,55	5,19	1	16	ВВГнг(5х1,5)

Выполним выбор защитной аппаратуры на стороне 0,4 кВ.

Выбор аппаратов защиты производим по условию:

$$I_{н.а.} \geq I_p; \quad (4.29)$$

где $I_{н.а.}$ – номинальный ток автомата, А;

I_p – расчётный ток, А;

Данный расчёт рассмотрим на примере для подогрева элегазового выключателей на 110 кВ:

$$I_p = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 4,33 \text{ А.}$$

Сведем в таблицу 4.17 данные по расчетному току.

Таблица 4.17 – Расчетный ток собственных нужд подстанции

№ п/п	Наименование	I_p , А
1	Подогрев выключателей на 110 кВ	4,33
2	Вентиляция ЗРУ 10 кВ	5,77
3	Освещение ЗРУ 10 кВ	9,23
4	Освещение ОРУ 35-110 кВ	4,50
5	Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ	24,53
6	Подогрев выключателей на 35 кВ	10,10
7	Шкаф оперативного тока	28,86
8	РПН Т-1,2	2,88
9	Обогрев ОПУ	13,85
10	Подогрев выключателей на 10 кВ	5,19

Нагрузки на 1 и 2 секции шин 0,4 кВ отобразим в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Секционирование собственных нужд

№ п/п	Наименование	Секция шин	Суммарный расчетный ток, I_p , А
1	Подогрев выключателей на 110 кВ	1с-0,4	58,46
2	Вентиляция ЗРУ 10 кВ		
3	Освещение ЗРУ 10 кВ		
4	Освещение ОРУ 35-110 кВ		
5	Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ		
6	Подогрев выключателей на 35 кВ	2с-0,4	62,03
7	Шкаф оперативного тока		
8	РПН Т-1,2		
9	Обогрев ОПУ		
10	Подогрев выключателей на 10 кВ		

Выполним проверку на подогрев выключателей на 110 кВ по условию 4.29:

$$6 \geq 4,33 \text{ А.}$$

Условия выполняются.

Выбираем автоматический выключатель серии ABB SH203L C6.

Выбранные автоматические выключатели и выключатели нагрузки сведем в таблицу 4.19.

Таблица 4.19 – Автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ

№ п/п	Секция шин	Наименование	Автоматические вы- ключатели
1	1с-0,4	Подогрев выключателей на 110 кВ	ABB SH203L C6
2		Вентиляция ЗРУ 10 кВ	ABB SH203L C6
3		Освещение ЗРУ 10 кВ	ABB SH203L C10
4		Освещение ОРУ 35-110 кВ	ABB SH203L C6
5		Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ	ABB SH203L C32
6	2с-0,4	Подогрев выключателей на 35 кВ	ABB SH203L C16
7		Шкаф оперативного тока	ABB SH203L C16, 2шт
8		РПН Т-1,2	ABB S202 C4, 2 шт
9		Обогрев ОПУ	ABB SH203L C16, 2шт
10		Подогрев выключателей на 10 кВ	ABB SH203L C6

Для надежности и видимого разрыва мы выполним объединение нагрузок в группы. Каждую группу объединим под автоматический выключатель в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Автоматические выключатели

№ п/п	Секция шин	Наименование	Автоматические выключатели
1	1с-0,4	Подогрев выключателей на 110 кВ	ABB S203 C25
2		Вентиляция ЗРУ 10 кВ	ABB S203 C25
3		Освещение ЗРУ 10 кВ	ABB SH203L C10
4		Освещение ОРУ 35-110 кВ	ABB S203 C40
5		Подогрев релейного отсека ЗРУ-10 кВ	ABB SH203L C32
6	2с-0,4	Подогрев выключателей на 35 кВ	ABB SH203L C16
7		Шкаф оперативного тока	ABB S203 C63
8		РПН Т-1,2	ABB S202 C4, 2 шт
9		Обогрев ОПУ	ABB SH203L C16, 2шт
10		Подогрев выключателей на 10 кВ	ABB S203 C25

4.4 Выводы по разделу

В данной главе был произведен выбор основного коммутационного и измерительного оборудования подстанции «Коханово», требующего замены в связи с реконструкцией:

- на стороне высокого напряжения выбраны элегазовые выключатели типа LW36A BEL-126/2000-31,5;
- на стороне 35 кВ выбраны вакуумные выключатели типа ZW37BEL-40.5;
- на стороне 10кВ выбраны вакуумные выключатель типа VS1BEL-12/1000/20-У3;
- в качестве разъединителей выбраны РНД3.1-110/1000 УХЛ1, РНД3.1б-35/400 УХЛ1, РВЗ-10/400 УХЛ1.
- произведен выбор измерительных трансформаторов типа НАМИ-10, ЗНОМ-35, НКФ-110, ИМВ 123, ТОЛ-10;
- для защиты от перенапряжений выбраны устройства ОПН-110, ОПН-35, ОПН-10.

Выполнен выбор трансформаторов собственных нужд, в результате которого к установке были приняты два трансформатора марки ТМГА мощностью 100 кВА (ТМГА-100/10).

Произведен расчет по выбору проводников и защитной аппаратуры на стороне 0,4 кВ:

- автоматические выключатели ABB SH203L C16; ABB S202 C4; ABB S203 C25, ABB S203 C40, ABB S203 C63.

На стороне 10 кВ для прокладки был выбран кабель марки АПвП-10-3х50, а на стороне 0,4 кВ – провода марки ВВГнг различного сечения.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 РАСЧЕТ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Расположение и мощность осветительных установок наружного освещения должны обеспечивать нормируемый уровень освещенности в темное время суток и в условиях плохой видимости на открытых участках территории подстанции, где происходит движение транспорта и людей, и на рабочих поверхностях электрооборудования.

Для освещения ОРУ выбираем прожекторное освещение. Преимуществами прожекторного освещения является:

- возможность освещения больших открытых площадей без установки на них опор и прокладки сетей;
- облегчение эксплуатации за счет резкого сокращения числа мест, требующих обслуживания;
- благоприятные условия освещения вертикальных поверхностей.

Недостатками прожекторного освещения является:

- необходимость квалифицированного ухода за прожекторами;
- большее слепящее действие по сравнению со светильниками.

Решающим моментом в выборе прожекторного освещения являются большие размеры освещаемой поверхности и особенно нежелательность, и невозможность установки на ней опор. Высота установки выбирается с учетом требований ограничения слепящего действия и экономических соображений, оправдывающих увеличение высоты.

5.1 Светотехнический расчет осветительной сети.

Расчет произведен согласно [5].

Установленная мощность прожекторного освещения определяется по формуле:

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A, \quad (5.1)$$

где m – коэффициент, равный 0,5 Вт/лм;

E_n – норма освещенности, принимаем равной 5лк [1];

K_z – коэффициент запаса, равный 1,3;

					ДП 1-43 01 02 02-22						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Пирзода Д.М.			Расчет и выбор электрического освещения подстанции				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Селиверстов Г.И.							Д	1	
Консульт.		Селиверстов Г.И.							ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»		
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.									
Зав. каф.		Добродей А.О.									

А – освещаемая площадь, равная 1050 м².

Определим установленную мощность прожекторного освещения по формуле (5.1):

$$P_{\text{уст}} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 1050 = 3412,5 \text{ Вт.}$$

Для освещения подстанции «Коханова» устанавливаем 4 опоры консольным креплением с 4 прожекторами типа ДКУ-64. Степень защиты данных прожекторов IP66.

На рисунке 5.1 изображён общий вид прожектора.



Рисунок 5.1 – Внешний вид прожектора типа ДКУ 02-64x4-001

Осевая сила света с лампой ДКУ-64 определяется по формуле:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (5.2)$$

где Φ_1 – световой поток лампы ДКУ-64, равный 12600 лм согласно [5];

Φ_2 – световой поток лампы ДКУ-64, равный 28700 лм согласно [5].

Тогда по формуле (5.2) получим:

$$I_o = \frac{100 \cdot 12600}{28700} = 41,8 \text{ ккд.}$$

Минимальная высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H_{\min} = \sqrt{I_o/300}. \quad (5.3)$$

Тогда по формуле (5.3) получим:

$$H_{\min} = \sqrt{41842/300} = 11,81 \text{ м.}$$

Принимаем высоту $h=12\text{м}$.

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \cdot \sin(4 \cdot B_{\text{BM}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot B_{\text{ГМ}})}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot n}} \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h, \quad (5.4)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы Г-1000, равный 18600 лм;

n – КПД прожектора, равный 0,44 [5];

B_{BM} – половинный максимальный угол рассеивания в вертикальной плоскости, равный 13° [5];

$B_{\text{ГМ}}$ – половинный максимальный угол рассеивания в горизонтальной плоскости, равный 15° [5].

Светораспределение прожектора моделируется формулой:

$$I_{\text{в}} = I_0 \cdot \left[(1 + \cos n \cdot \nu) / 2 \right]^M, \quad (5.5)$$

где M, n – справочные коэффициенты, приведены в [5].

Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_{\text{в}} \cdot \sin^3(\Theta + \nu)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (5.6)$$

где ν – угол рассеивания, град.

Определим угол рассеивания по формуле:

$$\nu = \arctg h/l - \Theta. \quad (5.7)$$

Для точки E_{62} , к примеру:

$$\nu = \arctg 15/52,5 - 21,93 = 6,93^\circ.$$

Тогда найдём освещенность ближайших к прожектору точек E_6 по формуле (5.6):

$$E_{16} = \frac{41842 \cdot [(1 + \cos 13 \cdot 64,25) / 2]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 64,25)}{1,3 \cdot 15^2} \approx 0;$$

$$E_{26} = \frac{41842 \cdot [(1 + \cos 13 \cdot 6,93) / 2]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 6,93)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,03 \cdot 2 = 2,06 \text{ лк};$$

$$E_{36} = \frac{41842 \cdot [(1 + \cos 13 \cdot 10) / 2]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 10)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,78 \cdot 2 = 3,56 \text{ лк}.$$

Суммарная освещенность в ближайшей к прожектору точке:

$$E_{46} = \frac{41842 \cdot [(1 + \cos 13 \cdot 3,86) / 2]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 3,86)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,46 \cdot 2 = 0,92 \text{ лк}.$$

$$E_6 = E_{16} + E_{26} + E_{36} + E_{46} = 0 + 2,06 + 3,56 + 0,92 = 6,54 \text{ лк.}$$

Освещенность середины E_c :

$$E_{c1} = \frac{41842 \cdot [(1 + \cos 13,4,9)/2]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 4,9)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,71 \cdot 2 = 1,42 \text{ лк.}$$

Тогда освещенности от четырех точек установки прожекторов будут равны:

$$E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = 1,42 \text{ лк.}$$

Суммарная освещенность точки середины:

$$E_c = E_{c1} \cdot 4 = 1,42 \cdot 4 = 5,68 \text{ лк.}$$

5.2 Электрический расчет осветительной сети

Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются или проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током I_p :

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_p, \quad (5.8)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток проводника, А;

I_p – расчётный ток, А;

K_p – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей.

K_p принимаем равным 1. Расчётный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3,12}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 4,5 \text{ А.}$$

Принимаем пятижильный провод марки ВВГнг(5х1,5) с $I_{\text{доп}} = 16 \text{ А}$, согласно [1].

$$16 \text{ А} \geq 4,5 / 1 = 4,5 \text{ А.}$$

Так как данное условие (5.8) выполняется, выбираем провод ВВГнг(5х1,5).

Произведем выбор аппаратов защиты для наружного освещения. Номинальные токи автоматического выключателя и его расцепителя выбираем по условиям:

$$I_{\text{на}} \geq I_p; \quad (5.9)$$

Ток срабатывания отсечки $I_{\text{ср.отс}}$ проверяем по условию:

$$I_{\text{ср.отс}} \geq \alpha \cdot I_{\text{на}}; \quad (5.10)$$

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где α – отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии.

Выбор автоматических выключателей по условию (5.9):

$$I_{нр} \geq 4,5 \text{ А.}$$

Принимаем АВВ SH203L C6, $I_{на} = 6 \text{ А}$, $I_{ср.э} = 5 \cdot 6 = 30 \text{ А}$, согласно [6].

По условию (5.10):

$$I_{ср.э} = 30 \geq 1,4 \cdot 4,5 = 6,3 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем автоматический выключатель АВВ SH203L C6.

5.3 Выводы по разделу

В данной главе был проведён расчет наружного освещения электрической подстанции 110 кВ «Коханова».

Для освещения ОРУ-110 кВ и ОРУ-35кВ принято прожекторное освещение. В результате светотехнических расчетов принято к установке четыре прожекторные установки типа ДКУ 02-64х4-001 с лампами ДКУ-64.

В результате электрического расчета внутреннего освещения были выбраны проводники для питающих линий – ВВГнг(5х1,5) с $I_{доп} = 16 \text{ А}$.

Для защиты и коммутации выбраны автоматические выключатели типа АВВ SH203L C6.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ТАДЖИКИСТАНЕ

6.1 Проблемы современной энергетики

С каждым годом всё острее встает вопрос использования возобновляемых источников электроэнергии ввиду истощения природных ресурсов земли. Кроме этого, важным аспектом является и загрязнение окружающей среды электростанциями, работающими на невозобновляемом топливе (нефть, газ, мазут и др.). Основными преимуществами электростанций, работающих на возобновляемых ресурсах, являются:

- неистощаемость;
- отсутствие дополнительной эмиссии углекислого газа;
- отсутствие вредных выбросов;
- сохранение теплового баланса планеты;
- доступность использования (солнце, ветер);
- возможность использования территорий для хозяйственных и энергетических целей (ветростанции, тепловые насосы, бесплотинные ГЭС);
- возможность использования территорий, не годящихся для хозяйственных целей (солнечные, ветровые установки и станции);
- незначительная потребность в воде (солнечные, ветровые электростанции).

Но также имеются следующие недостатки:

- низкая плотность энергии;
- необходимость использования концентраторов, т.е. устройств, позволяющих увеличить плотность солнечной энергии;
- непостоянный, вероятностный характер поступления энергии (солнце, ветер, в меньшей степени ГЭС);
- необходимость аккумуляирования и резервирования (солнечная, ветровая). Аккумуляторы могут частично или полностью выполнять роль резервных источников энергии. Но часто выгоднее иметь резервный источник энергии в виде бензо- или дизельгенераторов, обеспечивающих энергоснабжение при длительном отсутствии источника возобновляемой энергии, чем иметь аккумуляторную батарею большой мощности;

					ДП 1-43 01 02 02-22		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Перспективы развития солнечной и ветряной энергетики в Таджикистане</i>		
Разраб.		Пирзода Д.М.					
Руковод.		Селиверстов Г.И.					
Консульт.		Селиверстов Г.И.					
Н. Контр.		Алфёрова Т.В.					
Зав. каф.		Добродей А.О.					
					Лит.	Лист	Листов
					Д	1	
					ГГТУ им. П. О. Сухого кафедра «Электроснабжение»		

- неразвитость промышленности и отсутствие инфраструктуры;
- затопление плодородных земель (большие ГЭС);
- локальное изменение климата (большие ГЭС).

И если воду и ветер в качестве источника энергии человечество использует уже столетиями, то получение энергии солнца стало возможно только благодаря научно-техническому прогрессу.

Первые попытки использования энергии солнца для получения электричества были предприняты еще в середине двадцатого века. Тогда ведущие страны мира предпринимали попытки строительства эффективных термальных электростанций. Концепция термальной электростанции подразумевает использование концентрированных солнечных лучей для нагревания воды до состояния пара, который, в свою очередь, вращал турбины электрического генератора. Но основной прорыв в солнечной энергетике произошел после открытия полупроводников, с помощью которых возможно превращение световой энергии солнца в электричество. Так и были созданы первые прототипы солнечных батарей.

В данном разделе разобраны основные перспективы для развития солнечной и ветряной энергетики в Таджикистане, представлена параметры солнечного облучения и радиация.

6.2 Ресурсы солнечной энергии

Таджикистан расположен между 37-м и 41-м градусами северной широты, в зоне так называемого «мирового солнечного пояса». Континентальный климат характеризуется значительными суточными и сезонными колебаниями воздуха, малым количеством осадков, сухостью воздуха, малой облачностью и продолжительностью сияния 2100-3166 часов в год, а количество солнечных дней в году колеблется от 270 до 300.

Годовые значения суммарной радиации при ясном небе составляют 7500-7800 МДж/м² в долинопредгорной части республики и 8600-9200 МДж/м² в горной. Суммы прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность при ясном небе колеблются от 5600 МДж/м² в долинах до 8200 МДж/м² в высокогорьях. Наибольшая продолжительность солнечного сияния (более 3000 часов в год) наблюдается на юге республики (Пяндж – 3029 часов) и на восточном Памире (Каракуль – 3166 часов).

В условиях высокогорья, помимо астроклимата и наличия облачности, продолжительность солнечного сияния зависит еще от экспозиции склонов и

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

степени закрытости горизонта окружающими хребтами. Число часов солнечного сияния снижается в узких долинах и на крутых склонах.

Весной по сравнению с горизонтальной поверхностью северные склоны крутизной 10° и 30° получают радиацию на 10-15 и 15-20% меньше соответственно. Летом приход суммарной радиации не отличается от прихода на горизонтальную поверхность.

Теоретически, солнечное облучение горизонтальной площадки в ясный день на средней широте Таджикистана (39° с.ш.) имеет значения, показанные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Теоретические параметры солнечного облучения горизонтальной площадки на поверхности Земли на широте Таджикистана

Величина солнечного облучения	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
МДж/м ² .сут.	13	15	20	25	27	28	26	25	19	15	12	11
Вт/м ² .ср.сут.	150	174	231	289	312	324	301	289	220	174	139	127

Среднесуточное значение теоретического солнечного облучения для Таджикистана в ясный день, согласно табл. 4, равно 228 Вт/м². Эти данные хорошо согласуются с непосредственными наблюдениями гидрометеостанций, представленными в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Солнечная радиация в основных населенных пунктах

Величина Вт/м ²	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мин.	80.0	114.0	153.0	209.0	275.0	326.0	322.0	290.0	232.0	164.0	100.0	65.0
Средн.	87.2	121.6	160.4	225.1	280.9	330.7	328.9	294.1	244.1	167.4	110.0	75.6
Макс.	96.0	137.0	187.0	320.0	304.0	350.0	340.0	305.0	258.0	172.0	114.0	86.0

На рисунке 6.1 приведена обобщенная карта продолжительности солнечной радиации в различных регионах Таджикистана.

Среднее значение мощности солнечного облучения, по данным табл. 2, равно 202,2 Вт/м². При общей площади территории Таджикистана 143,1 тыс. км², это дает общую среднегодовую мощность 28 934 820 МВт.

Учитывая, что использование солнечной энергии реально только непосредственно в районах проживания населения, а последние составляют всего 7% территории Таджикистана (93% – горы), общие потенциальные ресурсы солнечной энергии в Республике будут составлять $28934820 \times 0.07 = 2\,025\,437$ МВт.

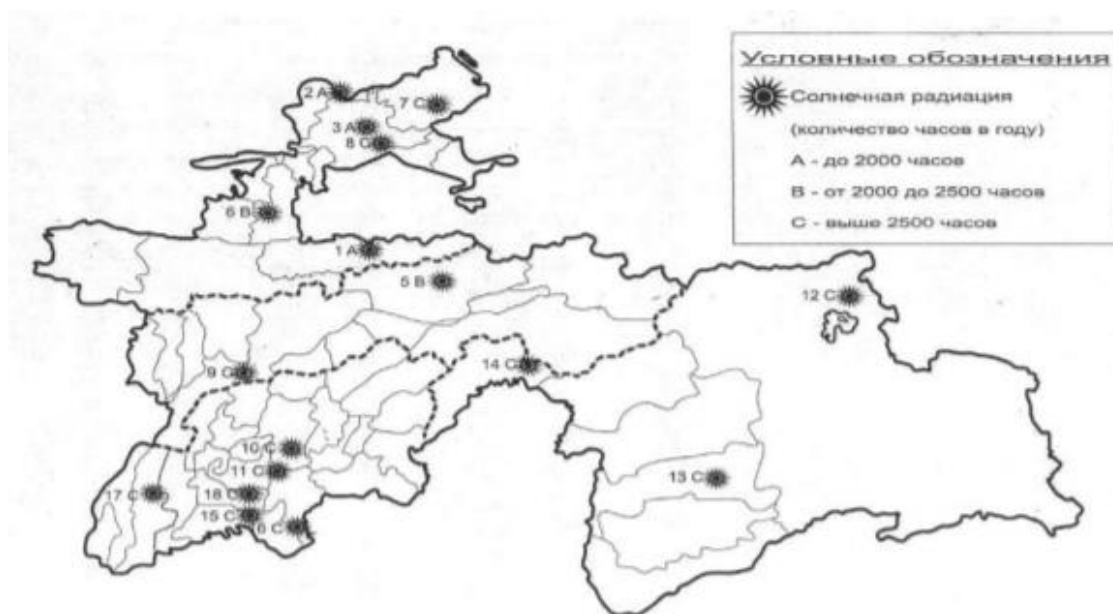


Рисунок 6.1 – Обобщенная карта продолжительности солнечной радиации в различных регионах Республики Таджикистан

Последнее значение мощности солнечного излучения получено для случая, когда все дни в году являются солнечными. На самом деле, как отмечено, выше годовая продолжительность солнечного сияния на территории республики колеблется от 2100 до 3166 часов в году, в том числе в наиболее обжитых районах – Гиссарской и Вахшской долине и Ленинабадской области – превышает 2700 часов в году.

Число дней без солнца в этих районах составляет всего 35-40 в году. Приняв, что общее количество солнечных дней в году составляет 90%, получим общую потенциальную мощность солнечной энергии для Таджикистана:

$$2\,025\,437 \times 0.9 = 1\,822\,894 \text{ МВ.}$$

Полное освоение этого теоретического потенциала возможно только при полном покрытии всей обжитой территории республики солнечными батареями со 100 % к.п.д.

Технически возможно расположить солнечные батареи только на небольшой площади. Примем, с запасом, что площадь таких батарей в расчете на одного жителя будет равна 2 м². При населении Таджикистана 7,2 миллиона человек, учитывая опять, что количество солнечных дней в республике в среднем в году равно 90%, получим общую потенциальную мощность, соответствующую этой площади:

$$202.2 \text{ Вт/м}^2 \times 2 \text{ м}^2 / \text{чел} \times 7.2 \text{ млн. чел} \times 0.9 = 2620.5 \text{ МВт.}$$

При прямом преобразовании в электроэнергию, выходная мощность будет меньше. Приняв даже, что в солнечных батареях будут использованы

кристаллы ZnMnTe, воспринимающие фотоны сразу трех частот – с энергией 0.7, 1.8 и 2.6 эВ и имеющие расчетный КПД – 57%, или им подобные, получим, что технический потенциал солнечной энергии в Таджикистан равен:

$$2620.5 \times 0.57 = 1493.7 \text{ МВт.}$$

Экономический потенциал солнечной энергии в Таджикистане сегодня оценить достаточно сложно. Солнечная энергия в республике не может экономически конкурировать с гидроэнергией. Сегодня удельная стоимость строительства ГЭС в Таджикистане, порядка 1000 долл/кВт, тариф – менее 2 цент/кВт.ч. В то же время удельная стоимость солнечной ЭС, мощностью 1000 МВт, строящейся сегодня в Китае, в Ордосской степи с высокой солнечной радиацией равна 2500 долл./кВт, а планируемый тариф – 18.8÷20 центов США за киловатт-час.

Сегодня в Таджикистане при резком дефиците электроэнергии, когда в осеннезимний период 70% населения, проживающего в сельских районах, получает электричество всего несколько часов в сутки, можно говорить скорее не о ее экономическом, а о социально-экономическом потенциале. В этих условиях будет в первую очередь востребован потенциал солнечной энергии именно осенне-зимнего периода. Согласно актуальным данным, он составляет 36,5% от общего потока солнечной радиации. Отсюда получим, что экономически целесообразный потенциал солнечной энергии в Таджикистане составляет: $1493.7 \times 0.365 = 545.2 \text{ МВт.}$

Это сравнимо с одной ГЭС, аналогичной Сангтудинской-1 или Байпазинской. Таких ГЭС можно построить в Таджикистане более 80. Отсюда можно предложить, что солнечная энергия в Таджикистане сегодня не имеет большого промышленного значения.

В то же время ее значение может быть очень велико для социально-бытовой сферы. Большими преимуществами солнечной энергии для этого сектора является отсутствие необходимости развития линий электропередач, быстрота освоения и нацеленность на индивидуальных потребителей.

Таким образом, ресурсы солнечной энергии в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

Валовой потенциал – 1 822 894 МВт = 4790.6 млн. т.у.т/год

Технический потенциал – 1493.7 МВт = 3.92 млн. т.у.т/год

Экономически целесообразный потенциал – 545.2 МВт = 1.49 млн. т.у.т/год

Вышеприведенный анализ относится к прямому преобразованию солнечной энергии в электрическую. Для социально-бытового сектора большой

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

интерес представляет также использование солнечной энергии для отопления и горячего водоснабжения.

Внешний вид самой высокой в мире солнечной электростанции изображён на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 – Внешний вид самой высокой в мире солнечной электростанции

В высокогорном Мургабском районе Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана, при содействии USAID, заработала новая 220-киловаттная солнечная электростанция, сообщает корреспондент НИАТ «Ховар».

Как сообщает посольство США в РТ, данная солнечная электростанция станет самым крупнейшим подобным объектов в Таджикистане, а также самой высокой в мире.

Отмечается, что в проект также входит гибридная энергоаккумулирующая электростанция мощностью 180-киловатт-часов.

Новая солнечная электростанция – прямой результат успешного сотрудничества между Правительством Таджикистана, USAID и компанией «Памир Энерджи», – говорится в сообщении.

Как отмечается, по запросу Министерства энергетики и водных ресурсов Таджикистана USAID поддержал проект по установке солнечной электростанции в Мургабе, чтобы дополнить близлежащую гидроэлектростанцию «Таджикистан» (бывшая Аксу) мощностью 1,5 мегаватта и добавить чистую возобновляемую энергию в местную энергосеть.

Город Мургаб на Памире – один из самых высокогорных населенных пунктов в мире. Более 6 тыс. человек были изолированы от источников

1

Потенциал ветроэнергетики распределен по территории Таджикистана неравномерно. На рисунке 6.3 показана среднегодовая скорость ветра на высоте 10 метров над уровнем моря по территории республики.



В таких районах, как Пенджикент, Гарм, Шахринау, Вахдат, Яван, Вахш, Джиликуль, а также в Мургабе, Рушане, Ишкашине и Хороге среднегодовые скорости ветра составляют 2.0-2.7 м/с. Годовой ход средней скорости ветра (т.е. разница между максимумом и минимумом среднесуточных скоростей) в

большинстве районов Таджикистана незначителен и варьирует в пределах от 0.9-4.8 м/с.

Потенциал ветроэнергетики Таджикистана можно оценить только очень приближенно. Суммарная величина кинетической энергии ветра на земле оценивается величиной порядка:

$$7 \cdot 1020 \text{ Дж} = 1.94 \cdot 10^{11} \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Можно принять, что на долю Таджикистана приходится часть этой энергии, соответствующая ее площади (143.1 тыс. км²) в общей площади Земли (510.2 x10⁶ км²), то есть:

$1.94 \cdot 10^{11} \times 143.1 / (510.2 \times 10^6) = 5.45 \times 10^7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, что соответствует мощности 62214.6 МВт.

Эти величины можно принять в качестве потенциальных ресурсов ветроэнергетики в Таджикистане.

Технический потенциал ветроэнергетики можно оценить исходя из условий ее размещения. Известно, что наиболее подходящими территориями для массового размещения ветроэлектростанций (ВЭС) являются равнины и прибрежные зоны. В Таджикистане из общей территории только 7% занимают равнины. Это составляет:

$$143.1 \times 0.07 = 1 \text{ тыс. км}^2.$$

Принимая, что общая площадь размещения ВЭС будет составлять 10% этой территории, и учитывая, что по опыту развитых стран удельная площадь размещения ВЭС равна 260 м² /кВт, определим технический потенциал ветроэнергетики Таджикистана:

$$1000 \text{ км}^2 \times 10^6 / (260 \text{ м}^2 / \text{кВт}) = 3852.7 \text{ МВт}$$

Круглогодичной работе станций такой мощности будет соответствовать выработка 33,7 миллиардов кВт ч/год. Экономически ветроэнергетика сейчас в Таджикистане не может конкурировать с действующей гидроэнергетикой. Сегодня в Таджикистане действующие тарифы на электроэнергию в среднем 1.7 цента/кВт.ч. в то же время минимальные тарифы на ветроэнергетику в мире не ниже 4 цент/кВт.ч.

При этом действующие ВЭС в мире, как правило, размещаются в зонах со среднегодовой скоростью ветра не менее 5 м/с. На территории Таджикистана, как видно из рис. 2 такие скорости ветра практически отсутствуют. В среднем скорость ветра для всей территории республики равна 2.4 м/с. Правда, нужно отметить, что приведенные на рис. 2 скорости ветра относятся к высоте 10 метров над землей. С высотой она увеличивается в соответствии с зависимостью:

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_z = V_{10m} \cdot \left(\frac{z}{10}\right)^{0,14}. \quad (6.1)$$

В соответствии с этой формулой, среднегодовая скорость ветра на всей территории Таджикистана, на высоте 50 м, на которой обычно устанавливаются агрегаты ВЭС, будет равна:

$$2.4 \times 1.253 = 3.01 \text{ м/с.}$$

Мощность ВЭС и, соответственно, их выработка электроэнергии пропорциональны кубу скорости ветра, поэтому ветроэнергетика Таджикистана будет менее эффективна стандартной мировой в $(5/3.01)^3 = 4.57$ раз.

Так как затраты на строительство ВЭС не зависят от скорости ветра, то ветроэнергетика Таджикистана будет экономически эффективна уже не при тарифе 4 цент/кВт.ч, а при его значении: $4 \times 4.57 \geq 18$ цент/кВт ч

Поэтому ветроэнергетика сегодня не может рассматриваться в Таджикистане в качестве конкурентного ресурса промышленной энергетики. Она может быть востребована в первую очередь в социально-бытовой сфере.

В этих условиях, также, как и в случае с солнечной энергетикой, можно говорить не об экономической эффективности, а только о социально-экономической целесообразности ветроэнергетики. Ветроэнергетика может быть использована для покрытия дефицита электроэнергии, лежащего сегодня в основном на плечи населения. Ее преимуществами при этом является скорость возведения ВЭС и нацеленность на индивидуальных потребителей. Общий дефицит электроэнергии для населения составляет сегодня в Таджикистане порядка $1 \div 1.5$ ТВт ч в год. Поэтому с учетом некоторой перспективы можно принять социально-экономический потенциал ветроэнергетики Таджикистана равным 50% от технического, то есть:

- 16.85 млрд. кВт ч/год по выработке электроэнергии;
- 1926.35 МВт по мощности ВЭС.

Таким образом, получаем, что ресурсы ветровой энергетики в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

Валовой потенциал – 62257.3 МВт = 163 млн. т.у.т/год.

Технический потенциал – 3852.7 МВт = 10.12 млн. т.у.т/год.

Экономически целесообразный потенциал – 1926.35 МВт = 5.06 млн. т.у.т/год.

6.4 Выводы по разделу

В данном разделе были изучены перспективы для развития солнечной и ветряной энергетики в Таджикистане, представлена параметры солнечного облучения

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и радиация, что позволяет сделать выводы об основных преимуществах и недостатках солнечных и ветровых электростанций.

Основные преимущества СЭС:

- бесшумность работы;
- срок работы солнечных элементов практически неограничен и может составлять десятки лет;
- преобразование солнечной энергии происходит в основном за счет использования фотоэлектрических элементов;
- дополнительный или автономный источник электроэнергии частного дома;
- возможность получения “зеленого” тарифа.

Недостатки СЭС:

- зависимость от климатических характеристик местности;
- потребность в большой площади размещения.

Преимущества ВЭС:

- энергия ветра неисчерпаема; производство электроэнергии с помощью ВЭС не сопровождается опасными выбросами в атмосферу;
- возможность размещения в труднодоступных местах;
- требуют малой площади и вписываются в любой ландшафт; получение бесплатной электроэнергии в долгосрочной перспективе, отсутствие затрат на топливо и его доставку;
- автономность – независимость от состояния и работы внешних электрических сетей.

Недостатки ВЭС:

- шум;
- высокая стоимость;
- большой срок окупаемости;
- непостоянство и нерегулируемость ветрового потока.

Ветроэнергетика сегодня не может рассматриваться в Таджикистане в качестве конкурентного ресурса промышленной энергетики. Однако, у солнечных электростанций имеется большой потенциал, ввиду весьма высокой солнечной активности на территории страны в течение всего года.

					ДП 1-43 01 02 02-22	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		