

МИНЕСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕ СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Факультет Энергетики

Студент образовательного направления 5310200- “Электр энергетика”  
(электроснабжение)

Тухташев Олтибек Шухратович

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА**

**Тема: Электрический расчёт подстанции «ТПС-1» 110/6 кВ и линии  
110 кВ Дехканабадского района**

Руководитель \_\_\_\_\_ Бейтуллаева Румия Хамидуллаевна

Выполнил \_\_\_\_\_ Тухташев Олтибек Шухратович

«Одобрено для защиты»

«Для защиты направлено в ГАК»

Заведующий кафедрой:

Декан факультета:

\_\_\_\_\_ доц. А.Б.Саъдуллаев  
Подпись научная степень, Ф.И.О.

\_\_\_\_\_ доц. Х. Равшанов  
подпись научная степень, Ф.И.О

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

*Қарши 2018 год*

## **Аннотация**

### **Тема выпускной квалификационной работы:**

Электрический расчёт подстанции «ТПС-1» 110/6 кВ и линии 110 кВ Дехканабадского района.

### **Предмет и объект работы:**

Подстанция «ТПС-1» 110/6 кВ и линия 110 кВт обеспечивает питание для потребителей железной дороги на участке от станции «Тошгузар» до станции «Ократ» Дехканабадского района.

### **Цель работы:**

Заключается в том чтобы правильно и чётко выполнить электрический расчёт воздушной линии, сделать правильный выбор трансформаторов на подстанцию, с учётом того что бы трасса ВЛ должна быть кратчайшей, соответствовать утверждённой схеме развития, правильно подобрать сечение проводов, чтобы передаваемое напряжение соответствовало нормам качества электрической энергии.

**Актуальность работы:** Актуальность работы заключается в том что построение подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ даст возможность обеспечить бесперебойное и стабильное электроснабжение железнодорожных потребителей находящихся в зоне действия подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.

### **Методы и способы исследования:**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены расчёты электрических нагрузок подстанции а также произведён электрический и механический расчёт воздушной линии. Использована научная и специальная электротехническая литература.

### **Содержание и структура:**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены и разработаны следующие задачи:

- рассмотрена схема присоединения проектируемой подстанции к сетям энергосистемы;
- электротехнические показатели линии;
- расчёт электрических нагрузок для потребителей подстанции ;
- произведён выбор числа и мощности трансформаторов
- произведён выбор оборудования на подстанцию;
- охрана труда и техника безопасности;
- охрана окружающей среды;
- технико-экономические расчёты ;
- заключение.

### **Практическое значение:**

Данный расчёт подстанции можно применять при реконструкциях и ремонтах и как руководство по эксплуатации электрических потребителей железнодорожного транспорта.

### **Основные результаты работы:**

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен электрический расчёт подстанции и линии 110 кВ. произведён расчёт электрических потребителей подстанции и обоснован выбор силовых трансформаторов на подстанцию. Также выполнен электрический и механический расчёты воздушных линий, что в результате чего разработанная система электроснабжения удовлетворяет требованиям надёжности и экономичности.

**Заключение и предложения:**

Внедрение полученных результатов проведенные в ходе разработки работы приведёт к значительным экономическим эффектам.

**СОДЕРЖАНИЕ.****Введение.**

9

## **Глава I. Общая часть**

1. Общие сведения о исходных данных проекта.	13
1.1. Схема присоединения проектируемой подстанции к сетям энергосистемы.	14
1.2. Обоснование нагрузок. Выбор числа и мощности трансформаторов	14
1.3. Электротехнические показатели линии	15
1.4. Электротехнологические решения по подстанции	17

## **Глава II Расчётно-технологическая часть**

2. Основные положения, требования и расчёт электрической части подстанций.	22
2.1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ	25
2.2. Обоснование мощности и количества трансформаторов на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ	27
2.3. Выбор измерительных трансформаторов на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.	28
2.4. Выбор выключателей на «ТПС-1» 110/27,5/6.	
2.5. Расчёт электротехнических параметров воздушной линии ВЛ-110 кВ	36
2.6. Расчёт электротехнических параметров воздушной линии 27,5 кВ.	37
2.7. Расчёт потерь напряжения.	40
2.8. Определение потерь напряжения в ВЛ 110 кВ	41
2.9. Механический расчёт проводов.	42
2.10. Расчёт токов короткого замыкания.	45

## **Глава III Охрана труда и техника безопасности**

3. Техника безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанций	48
---	----

## **Глава IV Защита окружающей среды** 57

## **Глава V Технико-экономическая часть** 61

5. Экономический расчёт	
6. Заключение	64

	6
7. Список использованной литературы.	65
8. Приложение	67

### **Введение.**

Основное назначение рассматриваемой нами подстанции для обеспечения электрической энергией электровозов, светофоров, стрелки и других

потребители. Подстанция обеспечивает питание железнодорожным потребителям от станции «Тошғузар» до станции «Ократат». На магистральных железных дорогах в системах тягового электроснабжения используются тяговые подстанции (ТПС) – электроустановки, обеспечивающие преобразование электроэнергии и питание тяговых сетей, нетяговых ж.-д. потребителей и потребителей района, прилегающего к железной дороге. Тяговые подстанции различают по следующим признакам: по обслуживаемой системе электрической тяги – подстанции переменного тока, постоянного тока и стыковые; по способу управления – телеуправляемые и нетелеуправляемые; по способу обслуживания – с постоянным дежурным персоналом, с дежурством на дому, без дежурного персонала; по конструктивному исполнению – стационарные, в т. ч. комплектно-блочные, и передвижные; по способу присоединения к сети внешнего электроснабжения и назначению – опорные и промежуточные.

Внешнее электроснабжение тяговых подстанций осуществляется, как правило, от двух независимых источников, т. к. электрифицированная ж. д. относится к потребителям 1-й категории. Допускается радиальное питание тяговой подстанции от одного источника по двум ЛЭП, которые могут иметь напряжение; 10; 35; и 220 кВ. Линии электропередачи соединяют сеть внешнего электроснабжения с распределительными устройствами (РУ) тяговых подстанций.

-Тяговые подстанции постоянного тока в Узбекистане строятся вдоль полотна железной дороги на расстоянии 5—25 км для подстанций постоянного тока и 50—80 км для подстанции переменного тока. Это расстояние зависит как от размеров движения поездов, так и от профиля пути. Получают электроэнергию от подстанций по воздушным и кабельным линиям электропередачи напряжением 10—220 кВ. Электроэнергия поступает в открытое распределительное устройство, на понижающий трансформатор. С понижающего трансформатора электроэнергия поступает на тяговый трансформатор, откуда она подаётся на преобразовательный агрегат

(выпрямитель). С преобразовательного агрегата выпрямленный ток подаётся на основную и резервную системы шин и распределяется в контактную сеть через быстродействующие автоматы. В

Проектирование воздушных линий электропередачи ВЛ должно выполняться в соответствии с ПУЭ и строительными нормами и правилами СНиП, нормами технологического проектирования НТП а также указаниями и рекомендациями инструкций , руководящих указаний в действующих директивных документов относящихся к проектированию , к проектированию и сооружению и эксплуатации воздушных линий.

При проектировании воздушных линий и трансформаторных подстанций рекомендует ориентироваться на утверждённую схему развития энергосистемы или электросетей на ближайшее 5 лет с учётом перспективы на 10 лет. Для ВЛ-110 кВ это условие является обязательным.

Трасса ВЛ по возможности должна быть кратчайшей, соответствовать утверждённой схеме развития электросетей данного района и учитывать материалы районной планировки.

Выбор трассы следует производить на основе технико-экономических сравнений возможных вариантов. Для проектирования необходимо принимать вариант в наиболее в большей степени обеспечивающей оптимальные условия строительства и эксплуатации и наносящий минимальный ущерб лесному хозяйству и лесо посадениям . При выборе трассы следует стремиться к минимальным переустройствам ВЛ электропередачи и линий связи при пересечении и и сближении их с трассой проектируемой ВЛ.

При определении трассы ВЛ-27,5-110 кВ, необходимо избегать протяжных участков и сближения её существующими воздушными и кабельными линиями связи.

При проектировании ВЛ необходимо ориентироваться на стандартные материалы, унифицированные и типовые конструкции опор и фундаментов. Применение нестандартных материалов и индивидуальных опорных конструкций должно быть в каждом отдельном случае обосновано.

При проектировании ВЛ следует учитывать допуски на конструкции и оборудование ВЛ при их изготовлении и допуски на выполнение строительно-монтажных работ.

Проект ВЛ 110 кВ должен включать техническую документацию на линейной эксплуатационной связи (ЛЭС) составленную на основании схемы организации эксплуатации энергосистемы или электросетей предприятия. Вид связи принимается по согласованию с эксплуатирующей ВЛ организацией. Разработка ВЛ 27,5-110 кВ должен содержать результаты расчёта влияния проектируемой линии ВЛ на на линии связи, расположенные в зоне влияния и предусматривать

при необходимости соответствующие защитные мероприятия обеспечивающие нормальную эксплуатацию линий связи.

При проектировании следует использовать последние достижения в области научной организации труда на ВЛ.

Трасса двухцепной ВЛ-110 кВ определена на карте и выбрана по местности в процессе полевых технических изысканий согласована.

Начало трассы линейные порталы 110 кВ подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ конец трассы – отпайка от существующей «Темир йул -1», резервное питание с линии «Темир йул -2»,

протяжённость трассы составляет 28,07 км из них на пашню 17.201 км, по саду 0.085 км, по вагону 10,78 км.

Воздушная линия и 27,5-110 кВ и подстанция «ТПС-1» запроектированы на территории Дехканабадского района Кашкадарьинской области.

Воздушная линия электропередачи напряжением 110 кВ выполнить в двух цепном исполнении с подвеской провода марки АС-95 .

Воздушные линии электропередачи 35 кВ выполним в одноцепном исполнении с подвеской провода АС-70.

Строительство ВЛ-27,5-110 кВ предусмотреть с использованием в качестве промежуточных железобетонных и анкерных металлических на сборных железобетонных подножниках опор действующей унификации.

Прохождение трасс ВЛ-27,5/110 кВ на местности по территории района предусматривается с учётом рекомендаций органов архитектуры, земельного кадастра.

**Цель работы** заключается в том чтобы правильно и чётко выполнить электрический расчёт воздушной линии, сделать правильный выбор трансформаторов на подстанцию, с учётом того что бы трасса ВЛ должна быть кратчайшей, соответствовать утверждённой схеме развития, правильно подобрать сечение проводов, чтобы передаваемое напряжение соответствовало нормам качества электрической энергии .

**Актуальность работы** заключается в том что построение подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ даст возможность обеспечить бесперебойное и стабильное электроснабжение железнодорожных потребителей находящихся в зоне действия подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.

## **I. Глава Общая часть**

### **1. Общие сведения о исходных данных проекта.**

Подстанция «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и линия 110 кВ Дехканабадского района была задействована 2017 году в ноябре. Подстанция запитана двумя линиями с подстанции «Пачкамар» 220/110/10 кВ. Основное питание с линии «Темир йул -1», резервное питание с линии «Темир йул -2», Рабочий проект подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ с ВЛ-27,5/110 кВ в Дехканабадском районе Кашкадарьинской области предусматривает планом строительства следующие объекты:

1. Двухтрансформаторную подстанцию «ТПС-1» 110/6 кВ с комплексом средств связи, диспетчерского и технологического управления.
2. Двухцепную ВЛ-110 кВ.
3. Заводку существующих ВЛ 35 кВ на подстанцию «ТПС-1» 110/27,5/6
4. Установка линейного разъединителя на подходе подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ

Указанные электросетевые объекты предназначаются для обеспечения бесперебойного стабильного электроснабжения потребителей находящихся в зоне действия ПС.

Проект выполнен в соответствии с требованиями «ПУЭ» Ташкент НТП ПС-91, нормативными актами, действующими в Узбекистане.

#### Исходные данные

В качестве исходных данных при разработке настоящего проекта приняты:

1. Задание на проектирование подстанции «ТПС-1» 110/6 кВ с ВЛ-110 кВ в Кашкадарьинской области выданное ОАО «Кашкадарьинское ТПЭС» и утверждённое ГАК «Узбекэнерго»
2. Задание на проектировании АИИС КУЭ подстанции «ТПС-1» 110/6 кВ в Кашкадарьинской области .
3. Технические условия на проектирование СДТУ для подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.
4. Схема присоединения подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ к сетям энергосистемы.

5. Исходные данные по соответствующим разделам проекта выданными ОАО Кашкадарьинскими ТПЭС»

### **1.1 Схема присоединения проектируемой подстанции к сетям энергосистемы.**

Схема присоединения проектируемой подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ выполнена с использованием материалов «Схемы развития электрических сетей 35-110 кВ Кашкадарьинской области Республики Узбекистан на период 2011-2015 года и оценка на уровень 2020 года» разработанная ОАО «Сельэнергопроект» в 2013 году.

Площадка подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ расположена в центре нагрузок на землях Дехканабадского района и предназначена для электроснабжения железнодорожных потребителей от станции «Тошгузар» до станции «Окрабат.

Расчётные и прогнозируемые нагрузки по проектируемой подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и перспективы их развития приняты по данным «Кашкадарьинским ТПЭС»

### **1.2 Обоснование нагрузок. Выбор числа и мощности трансформаторов.**

Проектом предусматривается установка двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 1000 кВА. Подключение подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ к сетям энергосистемы предусматривается выполнить по двухцепной ВЛ 110 кВ и проводом АС-95 протяжённостью порядка 28 км присоединённым глухим отвлечением к действующей двухцепной ВЛ 110 кВ «Л-Сурхан-1.2» Схема подключения подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ к сетям энергосистемы определила выбор главной схемы электрических соединений подстанции с учётом надёжности работы, перспективы развития, возможности замены оборудования и проведения ремонтных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных соединений.

Схема ОРУ 110 кВ подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ принят по блочной типовой схеме с неавтоматической перемычкой с установкой элегазовых выключателей в цепях трансформаторов .

### 1.3. Электротехнические показатели линии.

Технические показатели проектируемой подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ приведены в табл.1 проектируемой ВЛ 110 кВ.

#### Подстанция «ТПС-1» 110/6 кВ

Таблица №1

Наименование показателя	Показатель по рабочему проекту
Тип и схема подстанции	КТПБ(М) 10000/110/6 кВ
Количество и мощность трансформаторов подстанции, кВА	2x10000
Расход стали приведённой к классу А и С №*/23, т.	45.3
Расход цемента , приведенной к М 400, т.	25.331
Трудозатраты на строительство, чел.дн.	2679

ВЛ-110кВ

Таблица №2

Наименование показателя	Показатель по рабочему проекту
Протяжённость ВЛ, км (двухцепная)	28.07
Марка и сечение провода	АС-95/16
Конструкция опор	Металл,ж/б
Район по гололёду	1
Район по ветру	III
Расход стали приведённой по классу А1 и СЗ*/23,т	364?073
Расход цемента приведённый к М 400, т.	16945
Трудозатраты на строительство, чел.день	3554
Продолжительность строительства	4,0

Оперативная подчинённость и ремонтно-эксплуатационное обслуживание по завершению строительства предусматриваются следующим образом :

-оперативная подчинённость сторон 110 кВ подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и ВЛ-110 кВ.-ОДС ОАО «Кашкадарьинское ТПЭС»

-оперативная подчинённость сторон 6 кВ подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ диспетчерская группа Дехканабадского района электросетей.

- ремонтно-эксплуатационное обслуживание подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и ВЛ-110 кВ.-ОДС ОАО «Кашкадарьинское ТПЭС».

#### **1.4. Электротехнологические решения по подстанции**

**«ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.**

Схема ОРУ 110 кВ принята 110-4Н, с элегазовыми выключателями типа ЛТВ-145D1 в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой. На стороне 6 кВ принята одна секционированная система шин с обобщением на 8 ячеек, из них 2 ячейки отходящих линий и два блока ТСН.

Подстанция запроектирована комплектной типа КТПБ(М) 110-4Н 2х10000 изготовления и поставки СП ОАО «Узэлектроаппарат -Электроцит» в соответствии с технической информацией завода. На РУ 6 кВ комплектуется шкафами типа К-59У1. Для питания собственных нужд и оперативных цепей предусматривается установка двух трансформаторов 40/6/0.4 кВ мощностью 40 кВА каждый. В нормальном режиме трансформаторы работают отдельно. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов АВР обеспечивает включение секционного выключателя 6 кВ.

Шафы распределительные собственных нужд размещаются в помещении ОПУ заводского изготовления, поставляемого комплектно с КТПБ. Оборудование подстанции устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусмотрена электромагнитная блокировка.

Наружнее освещение ПС осуществляется светильниками типа СЗЛ на кроштейнах закреплёнными на блоках опорных изоляторов 110 кВ поставляемых комплектно с КТПБ. Конструкция осветительной установки позволяет производить замену ламп непосредственно с земли.

Внутреннее освещение РУ 10 кВ осуществляется светильниками установленными в коридоре обслуживания на напряжение 220 В

Ремонтное освещение предусмотрено на напряжение 12 В от переносных трансформаторов 220\12В .

Оборудование «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ принято с усиленной изоляцией категории «Б».

Защита оборудования от набегающих волн атмосферных перенапряжений осуществляется ограничителями на шинах 10 кВ.

Проектом предусмотрена защита ПС от прямых ударов молнии молниеотводами установленными на порталах 110 кВ, 6 кВ а также отдельно-стоящим молниеотводом.

Заземляющее устройство подстанции выполнено по норме на допустимое сопротивление по растеканию.

Сечение заземляющих проводников выбрано с учетом коррозионной активности грунтов. Конструкция заземляющего контура и его расчётные параметры приведены на плане проектируемой подстанции освещение и отопление которой ПУОС составляет 3х6 м

Силовые цепи освещения.отопления ПУОС 3х6 питаются от трансформатора собственных нужд по кабелю типа ВВГ нг 3х6+1х4.прокладываемому в кабельном канале.

Технологические решения по ВЛ 110 кВ и электротехнологические показатели ВЛ 110 кВ.

Трасса двухцепной ВЛ 110 кВ определена камерально по карте, выбрана на местности в процессе полевых технических изысканий и согласована с заинтересованными организациями.

Начало трассы – линейные порталы ячеек 110 кВ ГС 110/35/10 кВ «Сурхан-Касан» протяжённость трассы составляет 28.07 км из них

- по пашне -17.201 км;

- по саду -0.085 км;

По вагону -10,784 км

В геологическом отношении трасса в основном сложена из супесей. Уровни грунтовых вод, вскрытых отдельными скважинами показаны на продольных профилях ив отчёте по инженерно-геологическим изысканиям.

## Расчётные климатические условия

Район прохождения ВЛ-110 кВ характеризуется следующими климатическими данными:

-толщина стенки гололёда	5мм
- расчётный скоростной напор ветра на высоте ветра на высоте	15 м.
- максимальный	-50 daN/m <sup>2</sup>
При гололёде	-12,5 da N/m <sup>2</sup>
-высшая температура воздуха	-+45 <sup>0</sup> С
-низшая температура воздуха	-+30 <sup>0</sup> С
-средняя температура воздуха при гололёдно-изморозевых Образованиях	-+5 <sup>0</sup> С
- средняя температура самой холодной пятидневки	-+10 <sup>0</sup> С
-число часов с грозой	-16

## Провода и трос

К подвеске на двухцепной ВЛ 110 кВ предусматривается провод марки АС-95/16 в фазе подвешиваемых цепей.

Выбор сечения провода произведён в соответствии со схемой развития электрических сетей 110 кВ в сельской местности Кашкадарьинской области и уточнёнными в настоящем проекте электрическими нагрузками. Допускаемое напряжение в проводе:

- при максимальной нагрузке

В минимальной температуре -12,23 da N/mm<sup>2</sup>

В среднегодовой температуре - 9.17 da N/mm<sup>2</sup>

В качестве грозозащитного провода принят стальной канат ТК-9.1 сечением 48,64 mm<sup>2</sup>.

Стрелы провеса в тросе определены с учётом соблюдения требуемого по условиям защиты от грозových перенапряжений расстояния между ними проводом и тросом в середине пролёта. Максимальное напряжение в тросе составляет 25,0 da N/mm<sup>2</sup>

Защита проводов от вибрации выполняется виброгасителями. Тип гасителя вибрации. Место их в установки приведены в ведомости гасителей вибрации.

### **Изоляция и линейная арматура.**

Трасса проектируемой ВЛ 110 кВ уложена на местности где окружающая среда соответствует III степени загрязнения атмосферы .

Крепление троса на промежуточных опорах –неизолированное на анкерно-угловых с применением изолятора ПСД-70Е.

Изолирующие подвески для крепления провода и троса на унифицированных опорах комплектуется линейной арматурой.

Для защиты от коррозии металлоконструкции необходимо окрасить в 2 слоя краской БТ-177 по грунтовке.

Трасса ВЛ 110 кВ проходит в сложных геологических условиях начало трассы проходит по просадочным , загипсованным супесям.

Для защит птиц от поражения электрическим током, предотвращения загрязнения и перекрытий изоляции на торцах траверс промежуточных и анкерно-угловых опор, где предусмотрена обводка шлейфа с помощью подвесной гирлянды, над каждой поддерживающей гирляндой устанавливается

противоптичий заградитель. В целях предотвращения хищения элементов болтовых опор необходимо обеспечить приварку гаек к стержням болтовых по контуру на высоту нижних траверс с последующей покраской мест краски.

Согласно заданию на проектирование проектом предусмотрено работы на пересечениях проектируемой ВЛ 110 кВ с существующими ВЛ 6 кВ. ВЛ 0.4 кВ . На ВЛ 110 кВ подлежат заземлению только тросовые опоры. Заземляющие устройства опор выполняются из круглой стали диаметром 12 мм. и прокладываются на непахотных землях на глубине не менее 0.5 м а в пахотных землях не менее 1.0 м

## **II.Глава . Расчётно-технологическая часть**

### **2.Основные положения, требования и расчёт электрической части подстанций.**

Главные схемы подстанций выбираются на основании схемы развития энергосистемы или схемы электроснабжения района. На подстанциях напряжением 35-500 кВ устанавливается 2 трансформатора, выбор числа и мощности трансформаторов производится с учётом требований надёжности электроснабжения, характера графиков нагрузок и допустимости систематических и аварийных перегрузок трансформаторов.

-Тяговые подстанции переменного тока напряжением 27,5 кВ и 2×25 кВ получают питание от сети внешнего электроснабжения 110 или 220 кВ. На ТПС 27,5 кВ (рис. 1, а) для преобразования трехфазного переменного тока напряжением 110 (220) кВ в однофазный 27,5 кВ преимущественно применяют трехфазные трехобмоточные трансформаторы. Тяговая обмотка такого трансформатора напряжением 27,5 кВ соединена по схеме треугольника, от двух вершин которого напряжение подается в контактную сеть, а третья присоединяется к тяговой рельсовой сети. От другой обмотки, выполненной на напряжения 6 (10) кВ или 35 кВ, получают питание районные потребители. От РУ 27,5 кВ подается питание в тяговую сеть, нетяговым ж.-д. потребителям по линиям ДПР (два провода-рельс), к трансформаторам собственных нужд, фидерам плавки гололеда на ЛЭП НО или 220 кВ; на ряде тяговых подстанций в РУ 27,5 кВ применяют устройства поперечной емкостной компенсации. На ТПС переменного тока (кроме стыковых подстанций и совмещенных с подстанциями энергосистем) РУ 27,5 кВ имеет двухфазную рабочую систему сборных шин, третья фаза понижающего трансформатора подключена к контуру заземления ТПС и рельсам подъездного пути, соединенным с воздушной отсасывающей линией. На тяговых подстанциях заземляется фаза «С» обмотки 27,5 кВ понижающего трансформатора, что учитывается схемой фазировки подстанций. На вновь сооружаемых и реконструируемых тяговых подстанциях в РУ 6; 10; 27,5 и 35 кВ применяют вакуумные выключатели.

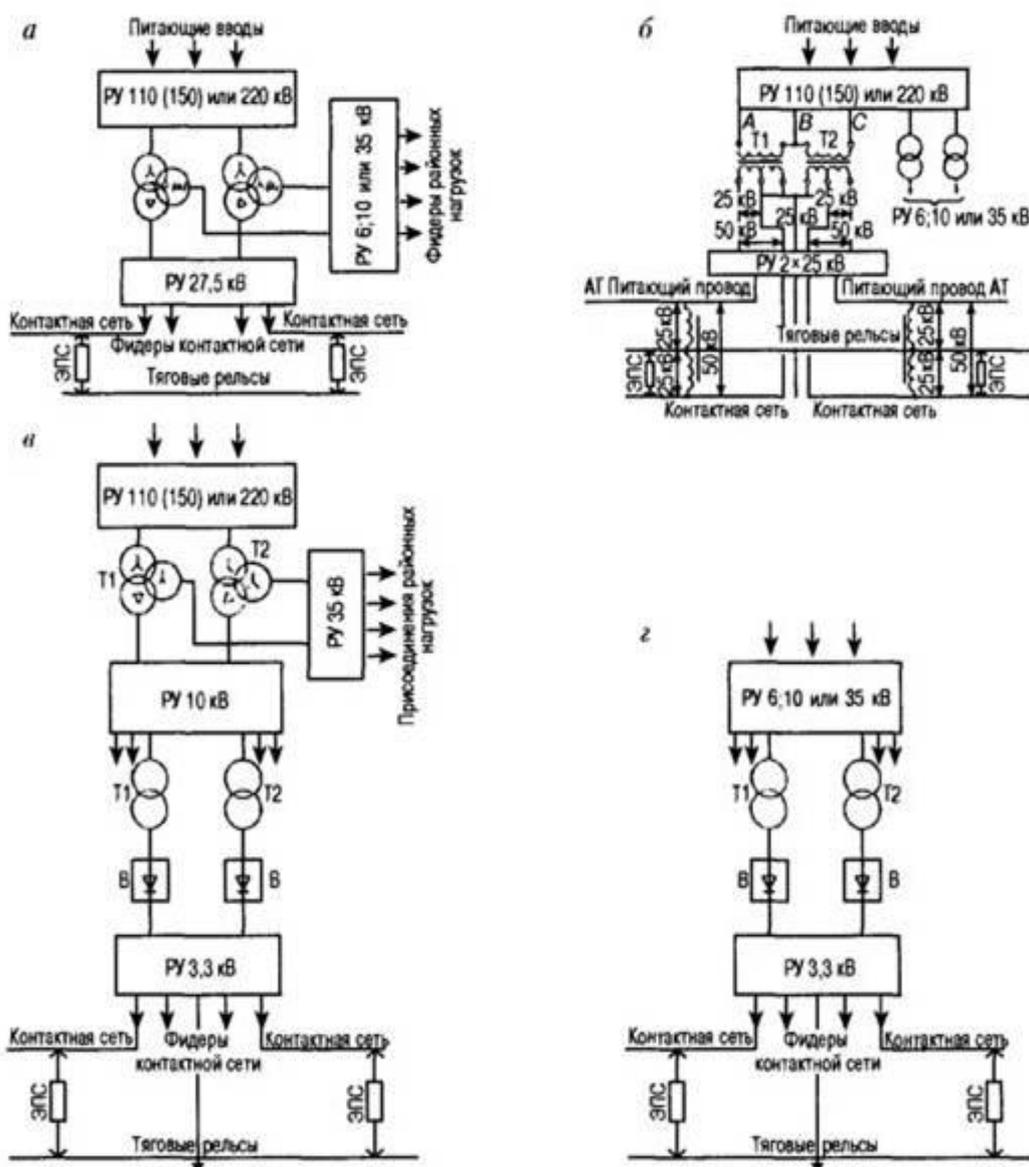


Рис.1. Схемы тяговых подстанций: а - переменного тока 27,5 кВ; б – переменного тока 2\*25 кВ; в – постоянного тока с питанием 110-220 кВ; 1 – постоянного тока с питанием 6,10 или 35 кВ; Т1, Т2 – понижающие трансформаторы, В – выпрямители; АТ – автотрансформаторы.

На ТПС системы электроснабжения 2×25 кВ (рис. 1,б) устанавливают однофазные трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, понижающие напряжение ПУ или 220 кВ (сеть внешнего электроснабжения) до 55 кВ.

Обмотки высшего напряжения этих трансформаторов соединены по схеме открытого треугольника. Обмотки для питания тяги имеют по три вывода. Напряжение между крайними выводами составляют 55 кВ, между крайними и средними – 27,5 кВ. Средние выводы обмоток трансформаторов электрически

объединены и присоединены к тяговому рельсу, крайние – к РУ 2×25 кВ открытого исполнения, содержащему четыре рабочие и две запасные (обходные) шины. От рабочих шин РУ 2 х 25 кВ, соединяемых с крайними выводами тяговой обмотки трансформатора, отходят фидеры контактной сети.

Как правило, на всех ТПС переменного тока 2 х 25 кВ кроме двух рабочих трансформаторов устанавливают третий (резервный) трансформатор. Для питания районных потребителей предусматриваются отдельные трехфазные трансформаторы, преобразующие напряжение 110 и 220 кВ в напряжение 6 (10) или 35 кВ.

Распределительные устройства 27,5 кВ и 2 х 25 кВ сооружают промышленными методами с применением блоков КРУН или комплектно-блочных устройств

Выбор аппаратов и проводников с учётом нагрузочной способности основного оборудования. Отключение линий должно производиться с учётом нагрузочной способности основного оборудования. Отключение линий должно производиться не более чем двумя выключателями. Распределительные устройства на рассматриваемой подстанции расположены на открытом воздухе (ОРУ).

ОРУ должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в отношении надёжности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, экологической безопасности и возможном расширении и противопожарной безопасности. Выбор той или иной конструкции РУ производится на основании технико-экономических расчётов и сравнений конкурентной способности вариантов. ОРУ выполняется в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок. Распределительные устройства должны выполняться таким образом чтобы при нормальных условиях работы электроустановки не создавалось явлений, опасных для обслуживающего персонала или приводящих к повреждению оборудования, возникновения КЗ и замыканий на землю. При условиях отличных от

нормальных должна быть обеспечена локализация повреждений в вследствие КЗ.

## **2.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ**

Для трансформатора допускаются длительные систематические перегрузки, определяемые в зависимости от графиков нагрузок и недогрузки трансформатора в летнее время.

Выбор мощности производится на основании расчётной нагрузки потребителей. В послеаварийном режиме для надёжного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора.

Выбор номинальной мощности трансформатора в зависимости от исходных данных выбирают по полной мощности. X [6]

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Так как школа является потребителем II категории устанавливается два трансформатора. Номинальная мощность каждого из них определяется по условию

$$S_{ном.т} \geq S_{p\Sigma} / 2 \cdot 0,7$$

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учётом возможного отключения потребителей III категории надёжности.

$$1.4 \cdot S_{ном.т} \geq S_{p\Sigma}$$

При преобладании нагрузок I категории для трансформаторной подстанции коэффициент загрузки

$$K_3 = 0.65 - 0.7$$

При преобладании нагрузок II категории для трансформаторной подстанции коэффициент загрузки

$$K_3 = 0.7 - 0.8$$

При преобладании нагрузок III категории для трансформаторной подстанции коэффициент загрузки

$$K_3 = 0.9 - 0.95$$

### **Монтаж силовых трансформаторов**

К началу работ по монтажу трансформатора должны быть выполнены все строительные работы по фундаменту, убран строительный мусор, на время монтажных работ закрыта настилом маслосборная яма, приготовлены и расставлены средства пожаротушения (пенные огнетушители — 10...16 шт. на один трансформатор, просушенный и просеянный песок). Угол отклонения подъемного стропа при подъеме трансформатора не должен превышать  $30^\circ$  по отношению к вертикали. Удалять остатки масла из бака или очищать его внутреннюю поверхность разрешается только при вынужденном и отведенном в сторону сердечнике. Лестницы, установленные снаружи и внутри трансформатора, должны быть надежно закреплены.

Работать под поднятой крышкой бака можно только при условии, если между крышкой и баком установлены предохранительные прокладки. При измерении сопротивления изоляции мегомметром необходимо принять меры, исключая возможность прикосновения людей к обмоткам.

**Запрещается:**

производить работы и находиться на трансформаторе во время перемещения его; при работе внутри бака использовать для переносного освещения

напряжения выше 12В;

использовать для промывки бака бензин; совмещать монтажные работы на трансформаторе с работами по его испытанию.

## 2.2 Обоснование мощности и количества трансформаторов на

### «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ

На основании данных из таблицы выбираем трансформаторы на подстанцию «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ. Данные будем рассматривать по 2017 году.

Определяем расчётную мощность по потребителям Т-1:

Потребление расчётной мощности на зимний период.

$$\sum S_x = 5100 + 220 = 5320 \text{ кВА}$$

Потребление расчётной мощности на летний период

$$\sum S_x = 4080 + 2200 = 6280 \text{ кВА}$$

Определяем коэффициент загрузки на зимний период на трансформатор Т-1

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нмр}} = \frac{5320}{1 \cdot 10000} = 0.53$$

Определяем коэффициент загрузки на летний период на трансформатор Т-1

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нмр}} = \frac{6280}{1 \cdot 10000} = 0.63$$

Определяем расчётную мощность по потребителям Т-2:

1. Шины 27,5 кВ .

Потребление расчётной мощности на зимний период.

$$\sum S_x = 3400 + 1200 + 700 = 5320 \text{ кВА}$$

Потребление расчётной мощности на летний период

$$\sum S_x = 4080 + 1200 + 700 = 5980 \text{ кВА}$$

Определяем коэффициент загрузки на зимний период на трансформатор Т-2

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нмр}} = \frac{5320}{1 \cdot 10000} = 0.53$$

Определяем коэффициент загрузки на летний период на трансформатор Т-2

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нмр}} = \frac{5980}{1 \cdot 10000} = 0.59$$

Так как нагрузка трансформаторов на зимний период больше чем на летний, дальше электрический расчёт будем производить по нагрузкам зимнего максимума на период 2017 года.

Проверка трансформаторов на перегрузочную способность

$$1.4 \cdot 10000 \geq 12280$$

$$14000 \geq 12280$$

Выбранный трансформатор проходит по данным условиям.

Проектом предусмотрено заземление ТП сопротивлением не более 4 Ом.

### 2.3. Выбор измерительных трансформаторов на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ.

Трансформатор напряжения понижает напряжение на стандартную ступень 100 или  $100 \sqrt{3}$  В. Номинальный коэффициент трансформатора

$$K_u = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$$

$U_{1ном}$  - номинальное первичное напряжение

$U_{2ном}$  - номинальное вторичное напряжение

Трансформаторы напряжения выбираются следующим образом :

По напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

По конструкции обмоток и схем соединения по классу точности , по номинальной вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

$S_{ном}$  - номинальная мощность

$S_{2\Sigma}$  -нагрузка реле и измерительных приборов , которые подключены к трансформатору напряжения , ВА

Определяем нагрузку упрощённым способом;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб})^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Определяем вторичную нагрузку «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и выбираем трансформатор напряжения на сторону 10 кВ ЗНОЛ-06-1 и определяем вторичную нагрузку подстанции.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{39^2 + 9,7^2} = 40,1 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-1 класс точности 0,5 и является источником питания для счётчиков 75 ВА

$$S_{2\Sigma} = 40,1 \leq S_{ном} = 75 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор работает на на выбранный класс точности.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Таблица № 3

Приборы	Вид	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	
датчик активной энергии	829	10	-	1	0	1	10,0	
Датчик Реактивной энергии	830	10	-	1	0	1	10,0	
Счётчик активной энергии	И680	2,0 Вт	2	0,38	0,925	1	4,0,	9,7
Ваттметр	Д305	2,0	2	1	0	1	4,0	
частотаметр	Э-371	2,0	1	1	0	1	3,0	
жами							39	0,7

**Выбор трансформаторов тока**

Трансформатор тока понижает значение первичного тока до значения удобного для работы измерительных приборов и реле.

Коэффициент трансформации тока

$$K_1 = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}$$

Вторичное значение тока трансформатора тока принимается равным 5А или 1А.

Погрешность трансформатора тока определяется следующим выражением

$$\Delta I \% = \frac{K_1 \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100$$

Трансформаторы

тока определяется по следующим условиям

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

По току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}$$

$$I_{max} \leq I_{2ном}$$

По электродинамической стойкости тока

$$i_y \leq k_{уд} \sqrt{2} \cdot I_{ном}$$

$i_y$  расчётный ударный ток

$I_{1ном}$  номинальный первичный ток

На подстанцию выбираем Трансформатор ТШЛ -10 К [7 ]

Сравниваем расчётные и каталожные данные. И помещаем их в таблицу

Таблица №4

Рсчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 4350$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
$i_{уд} = 92.39$	-
$B_{к} = 4912 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m = (70 \cdot 5)^2 \cdot 1 = 24500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Таблица №5

Прибор	Тип	Фаза нагрузки		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счётчик активной энергии	И-680	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	2,5		4,0
Всего		4,0		4,0

### Монтаж закрытых РУ

Помещения закрытых РУ освобождают от опалубки, строительных лесов и очищают от строительного мусора. Все кабельные каналы содержат в чистоте. [5]

Перемещение, подъем и установку разъединителей, выключателей и

других подобных аппаратов, не имеющих возвратных пружин, производят в положении «включено».

Поступившие на монтаж во включенном положении выключатели и приводы с возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления перед монтажом осторожно отключают. Перед установкой фланцев, болтов, шпилек и т. п. с них следует удалить заусенцы. Поднятые для монтажа элементы аппаратуры и оборудования (изоляторы, разъединители и т. д.) немедленно закрепляют на своих местах. Использовать для этой цели временные проволочные подвески и болты недостаточной прочности запрещается. При монтаже однополюсных разъединителей принимают меры против самопроизвольного отключения ножей. При дистанционном опробовании аппаратов с приводами, установленными в других помещениях, следует оградить подвижные части аппаратов или выставить наблюдающих на время опробования.

При установке и регулировке на щите аппаратов, имеющих движущиеся части сзади панели, необходимо обеспечить безопасность работающих сзади щита.

При проверке вторичных цепей под напряжением в сырых или неотопливаемых помещениях работники должны иметь диэлектрические защитные средства. Подавать напряжение для опробования реле, автоматов, выключателей и приборов можно только по указанию мастера или прораба.

Запрещается: во время монтажа загромождать проходы материалами, неиспользуемым оборудованием и механизмами; снимать поддерживающие детали закрепленных цементным раствором конструкций до полного затвердения раствора; перемещать, поднимать и устанавливать камеры, шкафы и щиты без принятия мер, предупреждающих их опрокидывание; освобождать подъемные механизмы (краны, тали, домкраты) до окончательной установки прокладок и болтового крепления оборудования; оставлять инструмент и незакрепленные детали на каркасах щитов и ячеек; проверять руками зазоры механизма привода; одновременно проводить и

регулировать разъединители и выключатели, даже если они расположены в одной камере.

#### 2.4 Выбор выключателей на «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ

При выборе выключателей на учитывать 12 параметров

##### Условия выбора выключателей

Таблица № 6

Параметр	Формула выбора
Номинальное напряжение выключателя нагрузки $U_{ном.в.}$	$U_{ном.в.} = U_{ном.у.}$
Номинальный ток неавтоматического отключающего устройства, кА	$I_{ном.вн} \geq I_{р.м}$
Допустимый ударный ток выключателя нагрузки $i_{ном.дин}$ , кА	$i_{ном.дин} \geq i_{уд.}$
Допустимый ударный ток выключателя нагрузки	$i_{у.доп}$
Ток термической стойкости $I_{ном,т.с.}$	$I_{ном,т.с.} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{ном,т.с}}}$

Определяем параметры расчётного тока на шинах подстанции. На стороне 10 кВ.

$$I_{ном.} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{6,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4129 A$$

Определяем расчётные данные:

$$I_{н.о} = 32,35 кА$$

$$i_y = 87,26 кА$$

$$I_{нт} = 31,61 кА$$

$$I_{ат} = 13,51 кА$$

## Расчётные данные и данные каталога.

Таблица №7

Расчётные данные	Каталожные данные выключателя	Каталожные данные разъединителя
$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 4129 \text{ А}$	-	-
$I_{max} = 4350 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
$I_{пт} = 31,63$	$I_{уд.ном} = 45 \text{ кА}$	$I_{пр.т} = 200 \text{ кА}$

Определяем параметры расчётного тока на шинах подстанции.

На стороне 110 кВ

$$I_{н.о} = 14,18 \text{ кА}$$

$$i_y = 34,58 \text{ кА}$$

$$I_{пр} = 13,67 \text{ кА}$$

$$I_{ат} = 5,12 \text{ кА}$$

Определяется ток максимальный по самой большой расчётной мощности.

$$I_{ном.} = I_{max} \frac{P_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,67 \frac{62,80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4551 \text{ А}$$

## Расчётные данные и данные каталога.

Таблица №8

Расчётные данные	Каталожные данные выключателя	Каталожные данные разъединителя
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} = 4551$ А	$I_{ном.} = 5000$ А	$I_{ном} = 5000$ А
$I_{мах} = 13,67$ кА	$i_{а.ном} = 11,3$ кА	$I_{пр.т} = 80$ кА
$I_{пт} = 5,12$ кА	$I_{уд.ном} = 40$ кА	

## 2.5 Расчёт электротехнических параметров воздушной линии

### ВЛ-110 кВ.

Исходные данные:  $P_{ном} = 6280$  кВт;  $W = 188,4 \cdot 10^5$  кВт/час, здесь  $W$ -годовое количество энергии.  $T_M = 3000$ ч [4] потребляемой подстанциями.

$U_{ном} = 110$ кВ       $\cos\varphi = 0,92$        $l = 28$  км.

На подстанцию «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ предусматривается установка 2х трансформаторной подстанции мощностью по 10 МВА каждый. Подстанция является потребителем I категории.

Учитывая вышеуказанные данные определяем полную мощность линии

$$S = \frac{W}{P} \quad W = P \cdot T_M = 6280 \cdot 3000 = 188,4 \cdot 10^5 \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$T_M$ - время максимального использованной нагрузки  $T_M = 3000$ ч.

Ток протекающий по линии

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6826,08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 35,86 \text{ А}$$

Учитывая что линия двухцепная по каждой линии протекает полный расчётный ток который составляет  $I_p = 17,9$ А

Для выбора сечения линии выше 1000 В. Применяется метод экономической плотности тока. Экономические показатели линий электрических сетей в значительной степени зависит от правильности выбора сечений проводов воздушных линий. С увеличением сечения проводов линии возрастает затраты на её сооружение. Экономическую плотность тока выбираем для районов Средней Азии с учётом  $T_M = 3000\text{ч}$ .

$$J_{\text{эк.}}=1,3 \text{ стр.205[3]} \quad F = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{17,9}{1,3} = 13,7\text{мм}^2$$

Для проектируемой линии выбираем провод АС-95.

Выбранное по экономической плотности тока сечение проводника проверяется по максимальной допустимой длительной токовой нагрузке из условия допустимого нагрева. При нормальной и аварийном режиме работы линии.

Под аварийным режимом работы подразумевается отключение одной цепи по двухцепной линии или отключении одной линии при двухстороннем питании подстанции. Величины длительно допустимых нагрузок на голые провода рекомендуемые ПУЭ[4]

$$I_{\text{дд}}=330\text{А}$$

$$I_p=17,9 \text{ А.}$$

$$330\text{А} \gg 17,9 \text{ А}$$

Условия выполняются.

## 2.6 Расчёт электротехнических параметров воздушной линии

### ВЛ-27,5 кВ

Расчёт воздушной линии произведен аналогично расчёту ВЛ-110 кВ.

Исходные данные  $P_{ном}=6280$  кВт

$U_{ном}=27,5$ кВ  $\cos \varphi=0.92$

$L=0.42$  км.

Находим полную мощность линии

$$S = P / \cos \varphi = 6280 / 0.92 = 6826.08 \text{кВа}$$

Время максимальной использованной нагрузки  $T_m=3000$  ч.

Ток протекающий по линии

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6826,08}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 112,73 \text{А}$$

Учитывая что линия двухцепная по каждой линии протекает полный расчётный ток, который составляет  $I_p=56,15$  А

Для выбора сечения линии выше 1000 В применяется метод экономической плотности тока , экономических показателей линии электрических сетей в значительной степени зависит от правильности выбора сечений проводов линии возрастают затраты на её сооружение . Экономическую плотность тока выбирает для районов Средней Азии с учётом 3000ч.

$$j_{эк} = 1,3 \quad [\text{л-3 стр 205}]$$

$$F = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{56,15}{1,3} = 43,19 \text{мм}^2$$

Для ВЛ-27,5 кВ выбираем провод АС-70 . Выбранное по экономической плотности тока сечение проводника проверяется по максимально-допустимой

длительно токовой нагрузке из условия допустимого нагрева при нормальном и аварийном режиме работы линий.[10]

Величины длительно-допустимых нагрузок на голые провода рекомендуемые ПУЭ.

Определяем активные и индуктивные сопротивления и проводимости для данной линии.

$$R = 0.46 \cdot 0.42 = 0.19 \text{ Ом}$$

$$x = 0.4 \cdot 0.42 = 0.168 \text{ Ом}$$

$$q = 2.8 \cdot 0.42 = 1.176 \text{ см} \cdot 10^{-6}$$

Определим потери мощности на линии

Мощность в конце линии

$$S_2 = P_2 + jQ_2$$

$$P_2 = 6280 \text{ кВт}$$

$$Q_2 = P_1 \cdot \text{tg} \varphi$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{\sin}{\cos} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0.92}}{0.92} = 0.43$$

$$Q_2 = 6280 \cdot 0.43 = 2700 \text{ кВар}$$

$$S_2 = 6280 + j2700$$

Учитываем генерируемую реактивную мощность в конце линии

$$S_2 = \frac{Q_c}{2} = 6280 + 2700 + \frac{j1.176}{2} = 6280 + j0.588$$

Определяем потери активной мощности по линии.

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot R = \frac{6280^2 + 2700}{35^2} \cdot 0.19 = 7747.6 \text{ кВт}$$

Определяем потери реактивной мощности по линии

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot x = \frac{6280^2 + 2700}{35^2} \cdot 0.16 = 6103.3 \text{ кВар}$$

$$\Delta S = \Delta P + j\Delta Q = 7747.6 + j6103.3$$

Мощность на линии

$$S_3 = S_2 + \Delta S = 6280 + j0.588 + 7747.6 + j6103.3 = 14027.6 + j1.198$$

## 2.7 Расчёт потерь напряжения

Вектор падения напряжения раскладывается по осям на продольную  $U'_\Delta$  и

раскладываем по осям на продольную  $U'_\Delta$  и поперечную  $jU''_\Delta$  составляющую

$$U'_\Delta = U'_\Delta + jU''_\Delta$$

Где  $U'_\Delta = r \cdot I_a + x \cdot I_p = I(r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)$

$$U''_\Delta = r \cdot I_a + x \cdot I_p = I(r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi), \text{ где}$$

$I_a$  и  $I_p$  - активная и реактивная составляющая тока  $I$ .

Таким образом комплексное значения напряжения у передающего конца схемы определяется следующим образом:

$$U_1 = (U_n + U'_\Delta) + jU''_\Delta$$

При этом модуль  $U_1$  равен

$$U_1 = \sqrt{(U_n + U'_\Delta)^2 + (U''_\Delta)^2}$$

$$U'_\Delta = I(r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) = 56.15(0.19 \cdot 0.42 - 0.43 \cdot 0.168) = 8.4 \text{ кВ}$$

$$U''_\Delta = I(x \cdot \cos \varphi - r \cdot \sin \varphi) = 56.15(0.19 \cdot 0.42 - 0.43 \cdot 0.168) = 0.39 \text{ кВ}$$

В конце линии требуется поддерживать напряжение

$$U_1 = U_n + U^1_\Delta + jU''_\Delta = \sqrt{(35 + 0.8)^2 + (0.39)^2} = 35.79 \text{ кВ}$$

$$\Delta U = U_1 - U_n = U^1_\Delta + \frac{U''_\Delta}{2(U_n + U^1_\Delta)} = 0.84 + \frac{0.39}{2(35 + 0.8)} = 0.84 + 0.02 = 0.86 \text{ кВ}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{0.86}{35} \cdot 100\% = 2.45\%$$

## 2.8 Определение потерь напряжения в ВЛ 110 кВ

Таблица № 9

Параметры сети	Расчётная формула или обозначение	Числовое значение.
Ток нагрузки, А	$I = \frac{6826,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2}$	358,6/2=1793
Экономическая плотность тока	$F = I \frac{I_r}{J_{\text{эк}}} = \frac{179.3}{1.3}$	$\frac{179.3}{1.3} = 137.9$
Принятая марка провода	-	АС-95
Удельное активное сопротивление ом/км	$r_0$	0.397
Удельное реактивное сопротивление ом/км	$x_0$	0,408
Активное	$r=r_0l$	11,16

сопротивление линии ом		
Реактивное сопротивлении линии, ом	$x=x_0Д$	11.42
Потери напряжения в линиях, В	$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I(r \cdot \cos\varphi + x \cdot \sin\varphi)$	5,436
Тоже %	$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_k} \cdot 100\%$	4,9%

## 2.9 Механический расчёт проводов.

Марка и сечение провода сечения расчётные климатические условия, конструктивные данные и физико-механические характеристики проводов и тросов, нормируемые величины запас механической прочности проводов и тросов допускаемые нагрузки на изоляторы и арматуру с учётом коэффициента запаса, минимально допустимые расстояния от проводов ВЛ до земли и сооружений.[12]

Расчётные климатические условия .

Параметры для проектируемой линии электропередачи в соответствующем порядке с региональными картами а также не основании опыта эксплуатации существующих линий электропередач в Дехканабадском районе следующие:

Район строительства по пляске проводов	-1
Степень загрязнения атмосферы	-3
Число часов в году с грозой	-16
Запас механической прочности проводов и тросов.	

$G_{\max}$  в различных режимах работы не должно превышать следующие значения для сталеалюминиевых проводов всех марок -42%, при наибольшей внешней нагрузке -37% при низкой температуре 25% при среднегодовой температуре для стальных многопроволочных проводов и тросов при наибольшей внешней нагрузке .

К подвеске принят провод АС-95/16, выбор сечений проводов выполнены на основании расчётов по экономической плотности тока длительно-допустимому току по ожидаемой нагрузке .[6]

#### Допустимое напряжение в проводе

-при максимальной нагрузке и минимальной температуре	12,23 N/mm <sup>2</sup> при
среднегодовой температуре	9,17N/mm <sup>2</sup>

В качестве грозозащитного троса принят

стальной трос ТК-9,1 сечением	48.64 mm <sup>2</sup>
-------------------------------	-----------------------

максимальное напряжение в тросе	25.0 N/mm <sup>2</sup>
---------------------------------	------------------------

#### Механические нагрузки проводов и тросов

Вычисление механических нагрузок проводов произведена на основе принятых для данной ВЛ расчётных климатических условий. Все внешние дополнительные нагрузки вводятся в расчёт в виде приведённых значений кгс/см.

Приведённые механические нагрузки определяются по формулам приведённые в таблице. В таблице приведены следующие обозначения :

#### Основные исходные данные и величины

$P_1$ - масса 1м провода, кг.

$F$ -площадь поперечного сечения провода мм<sup>2</sup>

$d$ -диаметр провода, мм<sup>2</sup>

$v$ - толщина стенки гололёда, -5мм

$Q_n$ - скоростной напор ветра, принимаемый в соответствии с рекомендациями кгс/м<sup>2</sup>.

$C_x$ -коэффициент сопротивления , принимаемый 1.2 для проводов диаметром 20 мм и более свободных от гололёда и для всех проводов покрытых гололёдом.

$\alpha$ - коэффициент неравномерности скоростного напора по пролёту, равны 1.0 при скоростном напоре 40 кгс/м<sup>2</sup>, 0.75 при скоростном напоре 76 кгс/м<sup>2</sup>

Формулы для подсчёта механического расчёта проводов.

Таблица № 10

Нагрузка	Погонная нагрузка	Приведённый коэффициент
От собственной массы провода, троса.	$P_{np} = 0,617$ $P_{mp} = 0,418$	$\gamma = \frac{P_1}{F} = \frac{0,617}{95} = 0.06$ $\gamma = \frac{P_1}{F} = \frac{0,418}{48} = 0.08$
От массы гололёда провода, троса.	$P_2 = 0,9\pi \cdot b(\alpha + b) \cdot 10^{-3}$ $P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot (17 + 5) \cdot 10^{-3} = 0,31$ $P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 5(9,1 + 5) \cdot 10^{-3} = 0,2$	$\gamma = \frac{P_2}{F}$ $\gamma = \frac{P_2}{F} = \frac{0,31}{95} = 0.0032$ $\gamma = \frac{P_2}{F} = \frac{0,2}{48} = 0.004$
От массы провода, покрытого гололёдом троса.	$P_3 = P_1 + P_2$ $P_{np} = 0,617 + 0,31 = 0,92$ $P_{mp} = 0,418 + 0,2 = 0,618$	$\gamma = \frac{P_3}{F}$ $\gamma = \frac{P_3}{F} = \frac{0,92}{95} = 0.09$ $\gamma = \frac{P_3}{F} = \frac{0,618}{48} = 0.012$

От давления ветра на провода Q <sub>n</sub> троса.	$P_4 = \alpha \cdot G \cdot Q_n \cdot d \cdot 10^{-3}$ $P_{np} = 1,2 \cdot 50 \cdot 12 \cdot 10^{-3} = 0,7$ $P_{тр} = 1,2 \cdot 1 \cdot 50 \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} = 0,5$	$\gamma = \frac{P_4}{F}$ $\gamma = \frac{P_4}{F} = \frac{0,7}{95} = 0,07$ $\gamma = \frac{P_4}{F} = \frac{0,5}{48} = 0,010$
От массы провода покрытого гололёдом при 0,25Q <sub>n</sub> троса	$P_6 = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}$ $P_{np} = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}$ $= \sqrt{0,617^2 + 0,7^2}$ $= 0,92$ $P_{тр} = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}$ $= \sqrt{0,48^2 + 0,5^2}$ $= 0,65$	$\gamma = \frac{P_6}{F}$ $\gamma = \frac{P_6}{F} = \frac{0,92}{95} = 0,09$ $\gamma = \frac{P_6}{F} = \frac{0,618}{48} = 0,012$

## 2.10. Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (к.з) необходим для выбора аппаратуры и приварки элементов электроустановки (шин, изоляторов, кабелей) на электродинамическую устойчивость проектирования и наладки релейной защиты, выбора средств и схем грозозащиты, выбора и расчёт токоограничивающих и заземляющих устройств.

При определении токов короткого замыкания используют как правило одно из двух методов [л-8]

1. Метод практических единиц . В этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах, омах, амперах, вольтах.
2. Метод относительных единиц в этом случае параметры схемы выражают в долях или в % от величины принятой в качестве основной.

Составление схемы замещения .

Известно что для расчёта токов короткого замыкания в которую все элементы электроустановок влияющие на силу тока к.з. должны войти своими сопротивлениями. Схема замещения для энергоустановок напряжением выше 1000 В, учитывая индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных и кабельных линий.

Метод относительных единиц .

При расчёте токов короткого замыкания в относительных единицах , сопротивление элемента выражают в долях одной принятой за единицу базисной величины в качестве которой могут быть взяты мощности, напряжения и ток.

Базисные величины связаны между собой следующими выражениями:

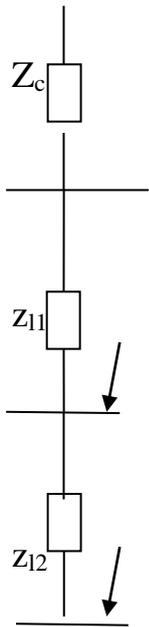
$$I_b = S_b / (\sqrt{3} \cdot U_b); \quad Z_b = \frac{U_b}{(\sqrt{3} \cdot I_b)} = U_b^2 / S_b;$$

Обычно задают базисные мощности и напряжения , а значение базисных токов и сопротивлений находят по формулам , шкала средних номинальных напряжений следующие [л-8]

0,13;0.23;0.4;0.69;3.15; 6,3 и т.д. За базисное напряжение принимают средние номинальные напряжения той ступени где находится элемент для которого определяют базисное сопротивление. К базисным условиям сопротивления приводят по следующим формулам;

$$x_{*b} = x_n \cdot S_b / (S_n); \quad z_{*b} = z_n \cdot S_b / (S_n);$$

## Расчёт токов короткого замыкания



$$z_{*b} = \sqrt{r_{*b}^2 + x_{*b}^2}$$

$$S_b = 6826 \text{ кВА}$$

$$U_b = 110 \text{ кВ}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U} = \frac{6826}{\sqrt{3} \cdot 110} = 358,6 \text{ А}$$

## Расчёт токов короткого замыкания в точке К1

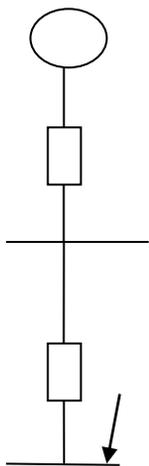
$$Z_c = 0.1$$

$$z_{bл} = \sqrt{r_{bл}^2 + x_{bл}^2} = \sqrt{0.22^2 + 0.24x^2} = 0.32$$

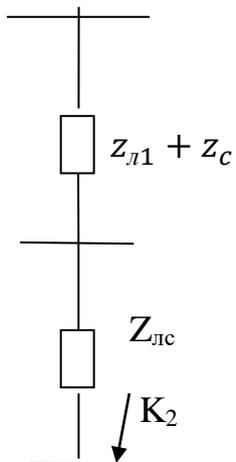
$$z_{\Sigma 1} = z_c + z_{bл} = 0.1 + 0.32 = 0.42$$

$$I_{k1} = \frac{I_b}{z_{\Sigma 1}} = \frac{358.6}{0.42} = 852 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \kappa_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1} = 1,27 \cdot 1,4 \cdot 852 = 1542 \text{ кА}$$



## Расчёт токов короткого замыкания в точке k-2



$$z_{\Sigma 2} = z_{\Sigma 1} + z_{bl} = 0.42 + 0.32 = 0.74$$

$$I_{k2} = \frac{I_b}{z_{\Sigma 1}} = \frac{358.6}{0.41} = 873 \text{ kA}$$

$$i_{y\partial} = \kappa_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1} = 1.4 \cdot 1.4 \cdot 873 = 1711 \text{ kA}$$

$$\kappa_{y\partial} = 1.4$$

### **III. Глава Охрана труда и техника безопасности.**

#### **3. Техника безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанций.**

При обслуживании оборудования подстанций, распределительных устройств и т.д. электротехнический персонал должен знать правила техники безопасности и местные инструкции по выполнению этих работ изучить безопасные приемы работы и уметь оказывать первую доврачебную помощь пострадавшему.

Существуют два вида распоряжений на работу: устное и письменное. Устное распоряжение выдаётся на несложные виды работ. Они выдаются непосредственным руководителем по телефону или радиостанции.

После получения распоряжения делают запись в журнал за подписями двух лиц. Наряд- это письменное распоряжение на выполнение работ с указанием места производства работ, время начала и окончания работ, состав бригады по фамильно с указанием группы допуска по технике безопасности каждого.

На всех промышленных предприятиях, стройках и других производственных подразделениях работники должны знать безопасные приемы и способы работ. Поэтому существует такой порядок приема на работу, при котором работник может быть допущен к выполнению своих обязанностей только после прохождения системы инструктажей по технике безопасности. Она включает вводный и производственные инструктажи( на рабочем месте, периодический и внеочередной). Вводный инструктаж проводит инспектор по технике Безопасности (в его отсутствие главный инженер) со всеми рабочими и служащими до приёма на работу. Знакомят их с причинами травматизма, правилами передвижения по территории транспортировки грузов, организацией рабочего места, основными правилами электробезопасности и личной гигиены и т.д. Производственный инструктаж на рабочем месте проводится прорабом или мастером Уточняют безопасные подходы к рабочему месту, правильные приемы работы, методы использования инструментов, оговаривают правила

безопасности при совместной работе с другими организациями и т.д. не реже одного раза в три месяца проводят производственный повторный инструктаж, углубляющий знания по отдельным вопросам техники безопасности, связанными с особенностями предстоящих работ. Если при проведении периодического инструктажа выявлено слабое знание отдельными рабочими инструкций или памяток по технике безопасности, инструктирующий обязан дать все необходимые разъяснения и показать на рабочем месте безопасные приёмы.

Проведение всех инструктажей фиксируется в специальных журналах по утверждённой форме. Правила техники безопасности изучают на специальных курсах или в учебных заведениях по типовым программам. Администрация предприятия обязана организовывать такое обучение не позднее, чем в трёхмесячный срок со дня на поступления рабочего работу.

Поражение электрическим током и его воздействие на организм человека. Нарушение правил электробезопасности при использовании технологического оборудования, электроустановок и непосредственное соприкосновение с токоведущими частями установок, находящихся под напряжением, создает опасность поражения электрическим током.

Прохождение электрического тока через организм человека оказывает термическое, электролитическое и биологическое действия. Термическое действие тока проявляется в ожогах отдельных участков тела, нагреве крови, кровеносных сосудов; электролитическое — в разложении крови; биологическое — в раздражении живых тканей организма, что может привести к прекращению деятельности органов кровообращения и дыхания.

Исход действия электрического тока на организм человека зависит от величины и напряжения тока, частоты, продолжительности воздействия, пути тока и общего состояния человека. Исследованиями установлено, что ток силой около 1 мА является ощутимым (пороговым). При увеличении тока человек начинает ощущать болезненные сокращения мышц, а при токе 12-15 мА уже не

в состоянии управлять своей мышечной системой и не может самостоятельно оторваться от источника тока. Такие токи называют неотпускающими токами. При дальнейшем увеличении тока может наступить фибрилляция (судорожное сокращение) сердца. Ток 100 мА считают смертельным.

Многообразие действий электрического тока может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам.

— электрический ожог (контактный) токовый — получается в результате соприкосновения (контакта) человека с токоведущей частью и является следствием преобразования электрической энергии в тепловую. Различают четыре степени ожогов: I — покраснение кожи; II — образование пузырей; III — омертвление всей толщи кожи; IV — обугливание тканей организма. Тяжесть поражения обуславливается не столько степенью ожога, сколько площадью обожженной поверхности тела. Токовые ожоги возникают при напряжении не выше 1000 В и являются чаще всего ожогами I—II степени; — дуговой (бесконтактный) ожог — возникает при напряжении более 2000 В. В этом случае между телом человека и токоведущей частью оборудования возникает электрический разряд (дуга), температура которого превышает 3000 °С. Дуговые ожоги, как правило, тяжелые (III—IV степени).

Электрические знаки — это пятна серого и бледно-желтого цвета, царапины, ушибы на поверхности кожи человека, подвергшейся действию тока. Форма знака может соответствовать форме токоведущей части, которой коснулся пострадавший. Лечение электрических знаков в большинстве случаев завершается благополучно, пораженное место восстанавливает чувствительность и эластичность.

Металлизация кожи представляет собой проникновение в верхние слои кожи мельчайших частиц металла, расплавившегося под действием электрической дуги или растворенного в электролитах электролизных ванн. В пораженном месте кожа становится шероховатой, жесткой и приобретает соответствующую окраску (например, зеленую — от соприкосновения с

медью). Работы, при которых есть вероятность возникновения электрической дуги, следует выполнять в очках, а одежда работающего должна быть застегнута на все пуговицы.

Электроофтальмия — это поражение конъюнктивы и кожи век в результате воздействия мощного потока ультрафиолетовых лучей при электрической дуге.

Механические повреждения могут возникнуть в результате произвольных судорожных сокращений мышц под действием электрического тока. Механические повреждения (разрывы кожи, кровеносных сосудов, переломы костей) относят к травмам, требующим продолжительного лечения.

Электрический удар — возбуждение живых тканей и внутренних органов человека, сопровождающееся произвольными судорожными сокращениями мышц. Электроудары бывают четырех степеней: I — судорожное сокращение мышц без потери сознания; II — судороги мышц, потеря сознания при сохранении дыхания и работе сердца; III — потеря сознания, остановка сердца или дыхания; IV — клиническая смерть, т. е. отсутствие дыхания и кровообращения.

Воздействие тока может быть и рефлекторным (не прямым), когда происходит поражение центральной нервной системы. Это также может нарушить кровообращение и дыхание.

Электрический шок — разновидность электроудара, когда происходит тяжелая нервно-рефлекторная реакция организма на сильное раздражение электрическим током. Сопровождается глубокими расстройствами кровообращения, дыхания, обмена веществ. Шоковое состояние длится от нескольких минут до суток. Может закончиться летальным исходом при отсутствии своевременной врачебной помощи.

Степень опасности при поражении электрическим током зависит также и от схемы включения человека в электросеть.

Если человек замыкает телом два фазных провода, то он попадает под полное линейное напряжение сети. При расчетном сопротивлении тела человека 1000 Ом и напряжении 380 В сила тока поражения может достигнуть значения 380 мА, что является опасным для жизни человека.

Кроме того, поражающее действие тока может быть различным даже при одном и том же значении его величины. Это зависит от того, через какие органы проходит ток ("петли тока")

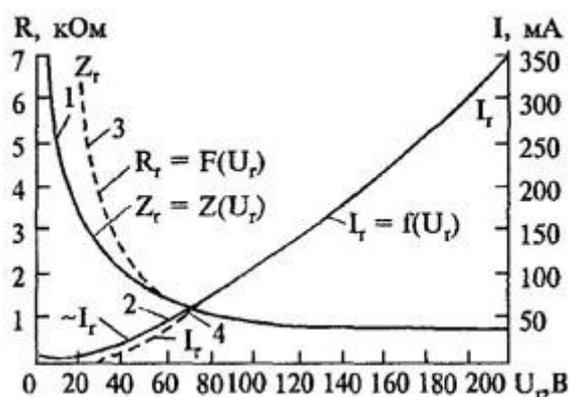


Рис. 2. Зависимость сопротивления тела человека и силы тока, проходящего через него, от приложенного напряжения: 1-2 — переменный ток, 3—4 — постоянный ток.

Однофазное включение — это соприкосновение тела человека с одним токоведущим проводом и землей. В этом случае степень опасности поражения человека зависит от наличия заземления нейтрали. При прикосновении к системе с изолированной нейтралью в электрическую цепь, кроме сопротивления самого человека, его обуви и пола, включается сопротивление изоляции проводов других фаз.

Под напряжением также может оказаться корпус оборудования или машин в результате накопления статического электричества. Под статическим электричеством понимается потенциальный запас электрической энергии, образующийся на корпусе оборудования в результате трения или индукционного влияния сильных электрических разрядов. Статические разряды могут образовываться в помещениях с большим количеством пыли

органического происхождения, а также накапливаться на людях при пользовании бельем и одеждой из шелка, шерсти и искусственных волокон при движении по токонепроводящему синтетическому покрытию пола (линолеум, ковролин и т. п.).

Искровой заряд статического электричества, часто достигающий нескольких десятков тысяч вольт, может быть причиной взрыва и пожара. Для предотвращения накопления статического электричества необходимо устраивать мокрую уборку в помещениях, пользоваться спецодеждой из натуральных тканей и спецобувью, а также обеспечивать качество вентиляции в соответствии с санитарными нормами.

При падении на землю случайно оборванного электрического провода, при пробое изоляции на землю в электрической установке, а также в местах расположения заземления или грозозащитного устройства поверхность земли может оказаться под электрическим напряжением. Образуется зона растекания токов замыкания в радиусе до 20 м от за-землителя. Между двумя точками поверхности земли в этой зоне, отстоящими друг от друга в радиальном направлении на расстояние шага (0,8 м), образуется шаговое напряжение, под которым могут оказаться ноги человека.

Шаговое напряжение зависит от распределения потенциала на поверхности земли, длины шага, положения человека относительно заземлителя и направления по отношению к месту замыкания. Шаговое напряжение считается безопасным, если оно не превышает 40 В. Чем ближе будет находиться человек к месту соприкосновения провода с землей, тем под большим шаговым напряжением он окажется.

Движение человека по спирали от места замыкания безопасно, так как разность потенциалов на ногах человека будет близка нулю. На величину шагового напряжения влияет и ширина шага человека. Чем шире шаг, тем большее напряжение испытывает человек.

При попадании под опасное шаговое напряжение необходимо выходить из зоны растекания токов замыкания шагами (в пределах 25-30 см) или прыжками на одной ноге.

Защита от опасности поражения электрическим током. Для защиты от поражения электрическим током при работе с электрооборудованием, находящимся под напряжением, необходимо использовать общие и индивидуальные электрозащитные средства. К общим средствам защиты относятся: защитные ограждения; заземление, зануление и отключение корпусов электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением; применение малого безопасного напряжения 12-36 В; предупредительные плакаты, вывешиваемые у опасных мест; автоматические воздушные выключатели.

Ограждению подлежат все токоведущие неизолированные части электрических устройств (провода, шины, контакты рубильников и предохранителей и т. п.).

Защитное заземление, зануление и автоматическое отключение предназначены для снижения напряжения или полного отключения электроустановок, металлические корпуса которых оказались под напряжением. Обычно применяют искусственные заземлители: специально забиваемые в землю металлические стержни, трубы диаметром 25-50 мм и длиной 2-3 м, металлические полосы размером 40 х 4 мм, горизонтально прокладываемые в земле.

В качестве заземляющих проводников целесообразно использовать металлические конструкции зданий, металлические трубопроводы водопровода, имеющие соединение с землей. Широкое использование естественных заземлителей сокращает расходы и продолжительность работ по устройству заземлений.

В электроустановках напряжением до 1000 В сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом. В случае возникновения

напряжения на корпусе электроустановки с защитным заземлением большая часть электрического тока пройдет по параллельной цепи, а не через тело человека. Ток, проходящий через тело человека, не представит большой опасности, так как сопротивление тела человека значительно больше (1000 Ом), чем сопротивление заземления (4 Ом). На практике защитное заземление считается обеспечивающим безопасность, если напряжение прикосновения не будет превышать 40 В.

Для защиты от поражения электротоком в четырехпроводных сетях, питаемых трансформатором с глухозаземленной нейтралью, применяют защитное зануление. Этот вид защиты представляет собой соединение металлических частей установки, не находящихся под напряжением, с заземленным в трансформаторном пункте нулевым проводом. В случае появления напряжения на корпусе установки происходит короткое замыкание в сети и сгорают предохранители, что приводит к отключению напряжения от электроустановки.

Защитное отключение служит средством защиты от электротравматизма при однофазном замыкании на землю. Оно обычно применяется в случаях, когда электробезопасность не может быть обеспечена путем устройства заземления, в условиях скалистого грунта или подвижного характера работ. Защитное отключение осуществляется с помощью аппарата, встроенного в распределительное или пусковое устройство.

К общим средствам защиты также относят предупредительные плакаты, которые в зависимости от назначения подразделяются на предостерегающие, запрещающие и напоминающие.

Индивидуальные защитные средства подразделяются на основные и дополнительные. Основными защитными изолирующими средствами в установках до 1000 В являются штанги изолирующие, клещи изолирующие и электроизмерительные указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками. Изоляция

перечисленных средств длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок, и они позволяют прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Дополнительными изолирующими защитными средствами называются средства, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током. Они дополняют основные средства защиты, а также могут служить для защиты от напряжения прикосновения и шагового напряжения. Дополнительными защитными средствами в установках до 1000 В служат диэлектрические галоши.

#### IV. Глава Охрана окружающей среды

Как известно, Центральная Азия переживает ряд экологических бедствий и кризисов или же соприкасается с экологическими бедствиями или же с угрозой их возникновения. Это – усыхание Аральского моря и проблемы, связанные с водными ресурсами, их дефицитом и чрезмерной эксплуатацией; проблемы радиоактивного и химического загрязнения; накопление отходов; опустынивание и деградация почв; уменьшение биологической активности и сокращение видового разнообразия; проблемы Сарезского озера и Таджикского алюминиевого завода (ТадАЗ) и т.д. Некоторые из них, такие как проблемы Арала и Приаралья, Сарезского озера являются глобальными.

16 января 2003 года в Ташкенте Международный фонд экологии и здоровья «ЭКОСАН» и Ташкентский клуб «ЭКОСАН» (филиал Римского клуба) провели национальный семинар, основной целью которого явилось обсуждение проекта документа «Экологическая стратегия для Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии на первую декаду 21 столетия» и выработка предложений к «Европейской Водной инициативе».

В работе семинара приняли участие руководители и представители Международного фонда «ЭКОСАН», Олий Мажлиса (Парламента) Республики Узбекистан, Государственного комитета Республики Узбекистан по охране природы, Института стратегических и межрегиональных исследований при Президенте Республики Узбекистан, Министерства экономики, Министерства здравоохранения и Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Узбекистан, около двадцати профессоров и академиков - ведущих ученых-экологов и специалистов Узбекистана из числа членов Ташкентского клуба «ЭКОСАН», региональные представители фонда «ЭКОСАН», руководители ряда ННО и другие.

Центральноазиатскому региону или же в них не в полной мере представлен весь комплекс экологических проблем региона, «мы – специалисты-экологи, национальные эксперты должны, исходя из собственного видения и своей

позиции по отношению к экологической ситуации региона, представить обоснованные предложения для включения их в обсуждаемые на данном семинаре проекты документов. В этих предложениях должны быть обозначены приоритетные экологические проблемы Узбекистана и Центральноазиатского региона в целом, а также действенные меры их решения, которые определены и достаточно проработаны и членами Ташкентского клуба «ЭКОСАН». Необходимо также включить и такие кризисные точки Центральноазиатского региона, как Сарез, ТадАЗ, чтобы стратегия была направлена на устранение этих проблем».

ВЕКЦА правильно выбрать восемь направлений для реализации экологической стратегии, при этом приоритет отдается экологической безопасности, улучшению действенного экологического управления и финансирования программ и проектов, а также решению региональных проблем.

В связи с отмеченным высказан ряд пожеланий для учета при совершенствовании предлагаемой стратегии. Необходимо:

- создать региональный орган для координации, управления и контроля принимаемых решений, выполнения ОВОС всех крупномасштабных проектов, влияющих на национальное устойчивое развитие. За основу этой организации можно принять существующую комиссию МКУР и его НИЦ, существенно изменив его структуру, функции, статус и действенность;
- реально оценить экологическую обстановку в регионе, эффективность использования природных ресурсов, реализовать мониторинг окружающей среды по международным стандартам и выявить тенденции и зоны ухудшения экологической обстановки и здоровья населения, включая эффект «ползучей экологии»;
- разработать механизм принятия решений при реализации крупных проектов на региональном и национальном уровнях, представляющих риск для безопасности других стран, с привлечением ведущих

специалистов, научных организаций, передовой общественности и других с использованием надежных и достоверных данных;

- убедить правительства региона в целесообразности интегрирования в международные организации, ООН, ЕС и т.д. для комплексного решения экономических, экологических, социальных проблем, вопросов торговли, транспорта, энергетики, миграции населения; вступить в важные международные конвенции (по трансграничным загрязнениям поверхностных и подземных вод, воздуха, экологической безопасности, промышленным авариям, устойчивому развитию в бассейне Арала и др.) для получения донорской поддержки;
- отсутствие механизма реализации НТП национальных и международных достижений и их контроль, научное обоснование проектов и их эксплуатация, управление приводят к замедлению экономического роста, низкой эффективности капитальных вложений. Отсутствует механизм передачи новых экологических технологий Запад-Восток, которые для их действенности необходимо адаптировать к местным условиям и испытать на опытно-демонстрационных участках с учетом местных и национальных особенностей;
- проблемы ресурсосберегающих технологий в сельском хозяйстве чрезвычайно актуальны для стран Центральной Азии, где несбалансированное развитие отраслей приводит к использованию 90% водных ресурсов в сельском хозяйстве при экстенсивном использовании труда населения, проживающего до 50-60 % в сельских районах. При этом наблюдается преобладание монокультуры (риса, хлопка, зерновых), приводящее к деградации почв, росту сорняков, увеличению себестоимости продукции и эксплуатационных затрат и т.д. Реализация опыта местных и зарубежных научных достижений в сельском хозяйстве позволит резко уменьшить себестоимость продукции, затраты ресурсов (воды, удобрений, пестицидов, энергии, топлива, труда и др.). Существующая аграрная политика приводит к деградации и загрязнению

природной среды, продуктов питания и к необходимости их закупки из-за рубежа;

- необходим действенный контроль качества продуктов питания, питьевой воды, напитков, влияющих на здоровье населения; предусмотреть создание аттестованных современных лабораторий контроля качества, обучение персонала и т.д.

высказал необходимость для эффективной реализации стратегии:

- - научного подхода и причем, на государственном уровне, и институт мог бы привлечь специалистов;
- - разработки краткосрочных стратегий;
- - для достижения экосогласия необходим региональный подход и обсуждение экологических вопросов с привлечением не только специалистов, но и представителей правительств или же самих президентов стран.
- - в целях устойчивого развития охранять экосистемы - биоразнообразия, популяций редких и исчезающих видов растений и животных;
- - необходима экологическая оптимизация агроэкосистем республики в целях развития экономики, получения высокого урожая сельскохозяйственных растений и экологически чистых продуктов;
- - восстановление плодородия почвы и растительности нарушенных экосистем, освоение осушенного дна Аральского моря фитомелиорантами;
- - подбор и районирование перспективных растений, устойчивых к загрязнению в промышленных и санитарных зонах;
- - в связи с усилением опустынивания и потепления климата развивать исследования в области изучения засухо-, газо-, жаро-, соле-, теплоустойчивых растений;
- - развивать непрерывность экологического образования среди широкого круга населения и создать Центр экологического образования.

## Глава. V. Техничко-экономические показатели электрических сетей.

Техничко-экономические показатели электрических сетей при экономическом сравнении вариантов схем для электрических сетей как и для других инженерных сооружений определяют основные экономические показатели, характеризующие их строительство и эксплуатацию.

Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на её сооружения и ежегодные эксплуатационные издержки.

Помимо экономических показателей для дополнительной характеристики могут быть полезны также некоторые обобщённые технические показатели. К числу их относится величина потерь активной мощности в процентах от соответствующих значений суммарной активной мощности нагрузки сети величина потерь электроэнергии в процентах от общего количества электроэнергии  $A_{гор}$ , полученного потребителями за год. Наибольшее значение потери напряжения в сети одного напряжения масса цветного металла затраченного на провода линий сети.

Капитальные вложения  $K$  на сеть состоят из затрат на сооружение линий  $K_{л}$  и на сооружение повышающих и понижающих подстанций  $K_{п}$ .

$$K = K_{л} + K_{п}$$

В капитальные вложения на линиях затраты входят потери мощности и энергии обязательно учитываются при технико-экономическом сопоставлении различных вариантов схем электроснабжения. О них необходимо помнить при выборе наиболее выгодного режима эксплуатации электроустановок. Потери активной мощности в линиях трёхфазной электрической сети с равномерной нагрузкой фаз, кВт равны

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_{л} \cdot 10^{-3}$$

И соответственно реактивной мощности, кВар.

$$\Delta Q_{л} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot x_{л} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot 358,6^2 \cdot 11,1 \cdot 10^{-3} = 4282,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{л} = 3 \cdot 358,6^2 \cdot 11,4 \cdot 10^{-3} = 4397,79 \text{ кВар}$$

Потери мощности в линии переменного тока выражают в процентах расчётной мощности

$$\Delta P'_{л} = \frac{\Delta P_{л} \cdot 100}{P_{max}} = \frac{4282,17 \cdot 100}{66292,3} = 0,4\%$$

Если реактивная составляющая потери напряжения мала и ею можно пренебречь, то можно установить связь между потерями напряжения и мощностью в %.

Действительно в данном случае для трёхфазной сети

$$\Delta U_3 = \frac{\sqrt{3} I_{max} \cdot r_{л}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} 358,6 \cdot 11,1 \cdot 0,92}{U_{ном}} \cdot 100 = 3,2\%$$

$$\Delta P_{л1} = \frac{2 \cdot I_{max}^2 \cdot r_{л}}{P_{max}} \cdot 100 = \frac{4282,17 \cdot 100}{66292,3} = 11,9\%$$

$$\Delta P_{л} = \frac{\Delta u}{\cos \varphi^2} \cdot 100 = \frac{3,2}{0,92^2} = 3,8\%$$

Потери активной энергии в линиях.

$$\Delta W_{a.л} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_{л} \cdot \tau \cdot 10^{-3}$$

Потери реактивной энергии в линиях

$\tau = 3250$  часов [15]

$$\Delta W_{p.л} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot x_{л} \cdot \tau \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W_{a.л} = 3 \cdot 358,6^2 \cdot 11,1 \cdot 3250 \cdot 10^{-3} = 12730802 \text{ кВт/часов}$$

$$\Delta W_{p.l} = 3 \cdot 358,6^2 \cdot 11,4 \cdot 3250 \cdot 10^{-3} = 14073400 \frac{\text{кВар}}{\text{часов}}$$

Определяем годовое число часов использования максимума активной и реактивной нагрузки.

$$T_{max.a} = \frac{W_a}{P_{max}} = \frac{12730802}{66292,3} = 1920,8 \text{ часов}$$

$$T_{max.p} = \frac{W_p}{Q_{max}} = \frac{14073400}{81183,9} = 1733,5 \text{ часов}$$

$T_{max}$  – годовое число часов использования расчётного максимума нагрузки. Если определить потери активной и реактивной энергии в денежном соотношении. Если 1 кВт активной энергии стоит 228,6 сум.

$$\sum \Delta W = 26804202 \text{ кВт} \cdot \text{часов}$$

$$K = 26804202 \cdot 228,6 = 6127440577,2 \text{ сум}$$

Стоимость 1 км провода марки АС-95 составляет 10.433.283 сум, то стоимость всей линии  $L=27$  км.

$$K_l = 10.433.283 \cdot 27 = 281698641 \text{ сум.}$$

## 6. Заключение .

Я в своей выпускной квалификационной работе выполнил электрический расчёт подстанции «ТПС-1» 110/27,5/6 кВ и линия 110 кВ Дехканабадского района . В электрическом расчёте мы определили исходя из заданных данных полную мощность линии , произвёл выбор трансформаторов, время использования максимальной нагрузки , ток протекающий в линии. В результате проведённых исследований и расчётов было выбрано на подстанцию два трансформатора мощностью 10 МВА. На основании протекающего тока методом экономической прочности тока был выбран провод марки ЛСО-400. Составлена схема замещения линии, проведён расчёт токов короткого замыкания на линии. Также проделан механический расчёт . В механическом расчёте были предусмотрены климатические условия. Определена механическая нагрузка проводов и тросов. В разделе техника безопасности и охрана труда рассмотрены техника безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанций. В разделе охрана окружающей среды рассмотрены экологические проблемы. В технико-экономическом расчёте определено стоимость воздушной линии 110 кВ , затраты на текущий ремонт и капитальные затраты. В графической части рассмотрены схемы главных электрических соединений подстанции.

Рассмотренная подстанция рассчитана для электроснабжения электровозов которые пришли на смену тепловозов, которые были неудобны в как и в экономическом так и в эксплуатации. Применение электровозов решило проблемы с топливом а также с точки зрения экологии, так как при применении тепловозов в атмосферу поступали угарные газы. Технологический процесс передачи и распределения электрической энергии является безотходным.

## 6. Список использованной литературы.

1. Указ Президента Республики Узбекистан «О стратегии действий по дальнейшему развитию республики Узбекистан» УП-4947-от 07.02.2017 г. Ташкент .
2. Ш.М. Мирзиёев. Мы все вместе построим свободное , демократическое и процветающее государство Узбекистан. Тошкент «УЗБЕКИСТОН» 2016г.
3. Л.А.Солдаткина Электрическая часть электростанций. «Энергия» 1987 г.
4. ПУЭ «М Энергия» 2006 год.
- 5.Справочник по строительству линии электропередач под редакцией Ю.Е. Григорьева , Зильбермана Издательство «Энергия» 1987 год.
6. Багалис Д.С. Белорусов Н.И. Саакин А.Е. Справочник «Электрические кабели провода и шнуры» . М, Госэнергоиздат, 1981 год.
7. Справочник по электроснабжению линий электропередач и сетей. «Энергия» 1984 г.под руководством А.Д. Смирнова и К.М. Антипова «Энергоатомиздат» 1992 год.
8. А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. Москва «Энергоатомиздат» 1987 год.
9. Рабков А.Я. «Электрический расчёт линий электрических сетей» М, Госэнергоиздат. 1984 год.
10. Глазунов А.А. «Электрические сети и системы Москва, Госэнергоиздат. 1996 год.
11. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. М.Высшая школа, 2002 год.
12. Каганов И.Л. «Курсовое и дипломное проектирование» Москва, 1991 год.
13. Б.А. Дядинцев , П.И. Хоменко «Справочник по эксплуатации и ремонту высоковольтных линий электропередач» Москва , 1994 год.

14. Электротехнический справочник под редакцией под общей редакцией профессоров Московского энергетического института. Издательство МЭИ , Москва 2004 год.
15. Электротехнический справочник под общей редакцией В.Г Герасимова, А.Ф. Дьякова. Москва. Издательство МЭИ. 2003 г.
16. А.И. Артёмов. Электроснабжение промышленных предприятий . Смоленск 2000 г.
17. Кудрин Б.И., Чиндякин В.И., Абрамова Е.Я. Электроснабжение промышленных предприятий: Методическое пособие к курсовому проекту по курсу ЭПП.- Оренбург: ОГУ, 2000г.
18. [www.ngpedia.ru/d614284](http://www.ngpedia.ru/d614284).
19. [www.electrosnabzhenie-gorodov](http://www.electrosnabzhenie-gorodov).
20. [www.innovation-group.com.ua/sprav/cd1/3\\_7\\_1.php](http://www.innovation-group.com.ua/sprav/cd1/3_7_1.php)
21. [bresttorg.by/DswMedia/tkp149.pdf](http://bresttorg.by/DswMedia/tkp149.pdf)

## 8. Приложение.

В приложение я прилагаю следующие чертежи:

1. Схема главных энергетических соединений ТПС-110/27,5/10 кВ. «Дехканабад».

Сторона 110 кВ.

2. Схема главных энергетических соединений ТПС-110/27,5/10 кВ. «Дехканабад».

Сторона 27,5 кВ.

3. Схема главных энергетических соединений ТПС-110/27,5/10 кВ.

«Дехканабад». Сторона 10 кВ.

4.