

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

Факультет Энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции №27 газопровода Белогорск-Хабаровск

Исполнитель  
студент группы

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.И. Лаптев

Руководитель  
Профессор  
доктор. техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Лаптева Александра Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции №27 газопровода Белогорск-Хабаровск

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема электрических сетей в районе расположения ПС КС-27, географическое расположение объекта проектирования, данные о потребителях, климатическая характеристика местности.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка варианта реконструкции электрической сети, расчет электрических нагрузок, выбор схемы подключения вновь вводимой ПС КС-27, расчет и выбор силовых трансформаторов и остального электротехнического оборудования, расчет экономических показателей, рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, доктор. техн. наук  
Н.В.Савина \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 стр. , 11 рисунков, 47 таблиц, 106 формул, 30 источников, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

Актуальность работы заключается в том что для столь важного промышленного потребителя как компрессорная станция КС-27 требуется наличие надежного источника питания в частности понижающей подстанции с одноименным названием: ПС КС-27. Наличие надёжного источника позволит потребителям электрической энергии расположенным на КС-27 работать бесперебойно и тем самым не прерывать технологический процесс который организован всеми компрессорными станциям расположенными на данном газопроводе.

Цель работы – разработка проекта надежной системы электроснабжения компрессорной станции КС–27 газопровода на участке Белогорск - Хабаровск с учетом накладываемых требований по надежности и качеству электроснабжения.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения объекта	9
2 Обоснование необходимости сооружения подстанции КС-27	11
3 Анализ существующей системы электроснабжения в районе расположения ПС КС-27	12
4 Расчет нагрузки	18
4.1 Краткая характеристики технологического процесса работы компрессорной станции	18
4.2 Расчет нагрузок ПС КС-27	19
4.3 Расчет нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей	21
4.4 Прогнозирование нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей	24
5 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС КС-27	27
6 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	29
6.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	29
6.2 Компенсация реактивной мощности	35
6.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС КС-27	36
6.4 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи и проверка сечений существующих линий	38
7 Расчет и анализ режимов работы	42
8 Выбор оптимального варианта развития электрической сети	48
9 Расчет токов короткого замыкания	52
10 Проектирование ПС КС-27	59
10.1 Разработка однолинейной схемы ПС КС-27	59
10.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС КС-27 и выбор оптимального	60

10.3	Выбор выключателей 35 кВ	61
10.4	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	63
10.5	Выбор и проверка разъединителей	64
10.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	65
10.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	79
10.8	Выбор гибких шин	70
10.9	Выбор и проверка жестких шин	70
10.10	Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ	73
10.11	Выбор трансформатора собственных нужд	74
10.12	Выбор ОПН 35 кВ	74
10.13	Выбор ОПН 10 кВ	75
10.14	Оперативный ток	75
11	Защита силовых трансформаторов ПС КС-27	76
11.1	Дифференциальная защита	76
11.2	Газовая защита	78
11.3	Защита от перегрузки	79
11.4	Максимальная токовая защита	80
12	Молниезащита подстанции КС-27	81
13	Заземление подстанции КС-27	83
14	Автоматика применяемая на подстанции КС-27	87
14.1	АВР	87
14.2	АЧР	89
15	Безопасность и экологичность	91
	Заключение	120
	Библиографический список	121
	Приложение А Расчет режимов первого варианта	125
	Приложение Б Расчет режимов первого варианта	127

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВВ – вакуумный выключатель;

ДЗ – дуговая защита;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – электрическая подстанция;

СТ – силовой трансформатор.

## ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе рассматривается вопрос проектирования новой ПС КС-27 предназначенной для питания потребителей вновь вводимой компрессорной станции №27 участка газопровода Белогорск - Хабаровск. В данной работе подробно рассмотрен вопрос расчета нагрузок всех потребителей участвующих в технологическом процессе и расположенных на КС №27, выбрано необходимое силовое и иное вспомогательное оборудование для питающей ПС КС-27. Так же в данной работе при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения разработано несколько конкурентоспособных вариантов и выбран наиболее оптимальный из них как с точки зрения надежности так и с точки зрения экономичности.

Основные задачи решаемые при реализации намечаемой деятельности:

- оценка состояния и схемы электроснабжения в рассматриваемом районе электрических сетей;
- расчет электрических нагрузок всех потребителей компрессорной станции;
- компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов для ПС КС-27;
- разработка нескольких конкурентоспособных вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения, выбор оптимального варианта;
- расчет токов короткого замыкания в принятой конфигурации сети;
- выбор основного электротехнического оборудования необходимого для надежной работы ПС КС-27, с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания;
- расчет экономических показателей при реализации проекта системы внешнего электроснабжения;
- расчет системы молниезащиты и заземления оборудования ПС КС-27;

- рассмотрение мер безопасности и экологических аспектов при вводе в эксплуатацию ПС КС-27.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы: получение реальных данных о нагрузках компрессорной станции, о фактических уровнях токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах ПС КС-27. Так же получение актуальных данных и необходимом подстанционном и линейном оборудовании на ПС КС-27. Получение данных о режиме работы электрической сети после реконструкции.

Перечень использованного программного обеспечения (обеспеченного лицензией):

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro;

MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic;

Kaspersky Endpoint Security 2010;

RastrWin3 Базовый комплекс;

RastrWin3 Оптимизация режима;

Mathcad Education – University Edition;

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.



## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА

Данная работа рассматривает проектирование новых объектов энергетики в частности подстанцию КС-27 а так же систему внешнего электроснабжения для нее в частности питающую линию электропередачи, при этом обязательным условием выбора оборудования является климатическая характеристика местности, т.к. от нее зависит то какое оборудование будет установлено в той или иной части энергосистемы. Выбор оборудования не соответствующего климатическим данным приведет как минимум выходу его из строя а как максимум к возникновению и развитию аварийной ситуации в энергосистеме, чего категорически допускать нельзя. Климатическая характеристика так же влияет на суммарные капиталовложения, в большей степени при суровом климате требуется установка более дорогого оборудования как на подстанции так и на линиях электропередачи, рассмотрим подробно климатические параметры и для чего они применяются:

- температура воздуха высшая и низшая применяется при выборе подстанционного оборудования в частности того которое будет установлено на открытом воздухе;

- район по ветру применяется при механической части воздушных линий электропередачи и определения нагрузок на сечение проводника;

- район по гололеду так же применяется при расчете механической части ВЛ но так же и при выборе типа и сечения проводника;

- степень загрязнения атмосферы применяется при выборе изоляционных материалов линейного и подстанционного оборудования;

- число грозных часов применяется при расчете грозоупорности линий электропередачи;

Глубина промерзания грунтов и состав грунта применяется при расчете системы заземления оборудования подстанции.

Все необходимые данные необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда (мм)	25
Температура воздуха высшая, (°С)	+40
Температура воздуха низшая, (°С)	-49
Температура воздуха среднегодовая, (°С)	+1,7
Число грозных часов	20-40
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунтов (м)	2,0
Преобладающее направление ветра	Западное
Состав грунта	Луговые - глеевые

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

## 2      ОБОСНОВАНИЕ      НЕОБХОДИМОСТИ      СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ КС-27

Введение в работу столь важного с международной точки зрения объекта как компрессорная станция и питающая ее электрическая подстанция КС-27 позволят в значительной степени повысить производительность работы газопровода и в лучшей степени повлиять на режим ее работы. При этом в настоящее время никакое промышленное, торговое, транспортное или иное предприятие не может функционировать без надежной системы электроснабжения т.к. практически каждый технологический процесс требует электрической энергии. Для данного объекта – компрессорной станции, характерным будет наличие значительного количество различных устройств, предназначенных непосредственно для прокачки газа а так же различных вспомогательных, а это означает что существует острая необходимость в появлении основного источника электрической энергии для всех потребителей данного объекта.

Основной источник питания для компрессорной станции должен соответствовать всем требованиям по надежности электроснабжения и предоставлять электрическую энергию должного качества, таким источником будет являться электрическая подстанция КС-27.

В данной работе будет разработан вариант подключения данного источника питания к системе внешнего электроснабжения, а так же выбрано все необходимое оборудование включая распределительные устройства и силовые трансформаторы, коммутационные и иные устройства. В качестве необходимых условий в данной работе все выбранное оборудование будет проверено по условиям протекания токов короткого замыкания.

Расчет режимов работы сети после подключения ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения позволит определить узкие места и устранить их на этапе проектирования.

### 3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПС КС-27

При выполнении реконструкции электрической сети и подключении новых объектов в частности ПС КС-27 необходимо предварительно провести анализ существующей системы электроснабжения в рассматриваемом районе.

Данный анализ позволит провести определение наиболее слабых мест в системе электроснабжения которые могут повлиять на подключение нового потребителя.

Для этого на рисунке 1 представлена карта схема расположения ПС и ВЛ в рассматриваемом районе электрических сетей. На рисунке 2 представлена принципиальная однолинейная схема электрической сети так же в данном районе.

Рассмотрим подробно участок сети представленный на карте схеме: как здесь видно имеется магистральная двухцепная линия электропередачи 220 кВ проходящая в одном коридоре с двухцепной ВЛ 500 кВ – объединяющая между собой Бурейскую ГЭС и ПС Хабаровская. ПС 220 кВ Лондоко – Лондоко-тяга – Бира-тяга – Биробиджан объединены двухцепной линией электропередачи соответствующим классом напряжения. От ПС Лондоко имеются связи так же по двухцепной ВЛ с ПС 220 кВ Центральная. Так же от ПС Биробиджан имеются связи по ВЛ 220 кВ с ПС Икура – тяга.

Электрические сети 110 кВ не развиты на данном участке и имеется две подстанции данного класса напряжения непосредственно рядом с ПС Биробиджан и подключённых от ее РУ 110 кВ это ПС СК и АРЗ.

В районе расположения проектируемой ПС КС-27 расположены только ПС 35 кВ Бира и Горки (ПС КС-27 расположена на севере от ПС Горки), расстояние по прямой линии между КС-27 и ПС горки составляет 7,5 км, от ПС КС-27 до ПС Бира расстояние 19,0 км.

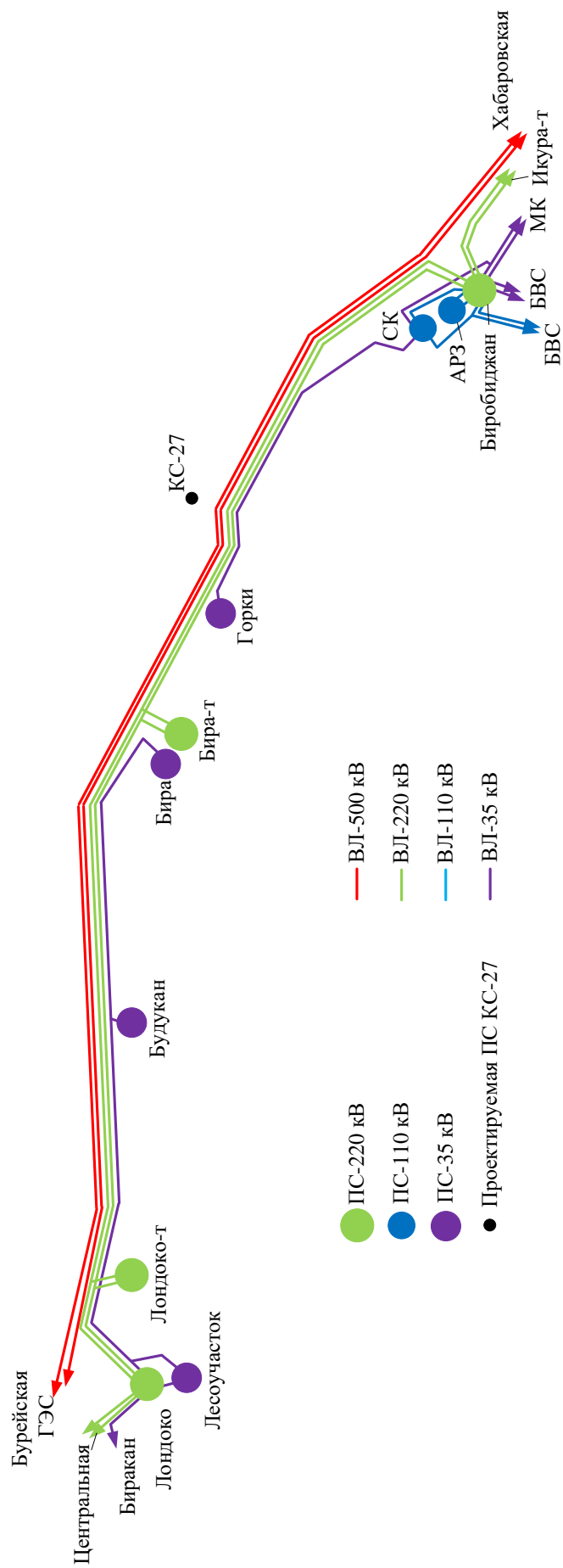


Рисунок 1 - Карта схема расположения ПС

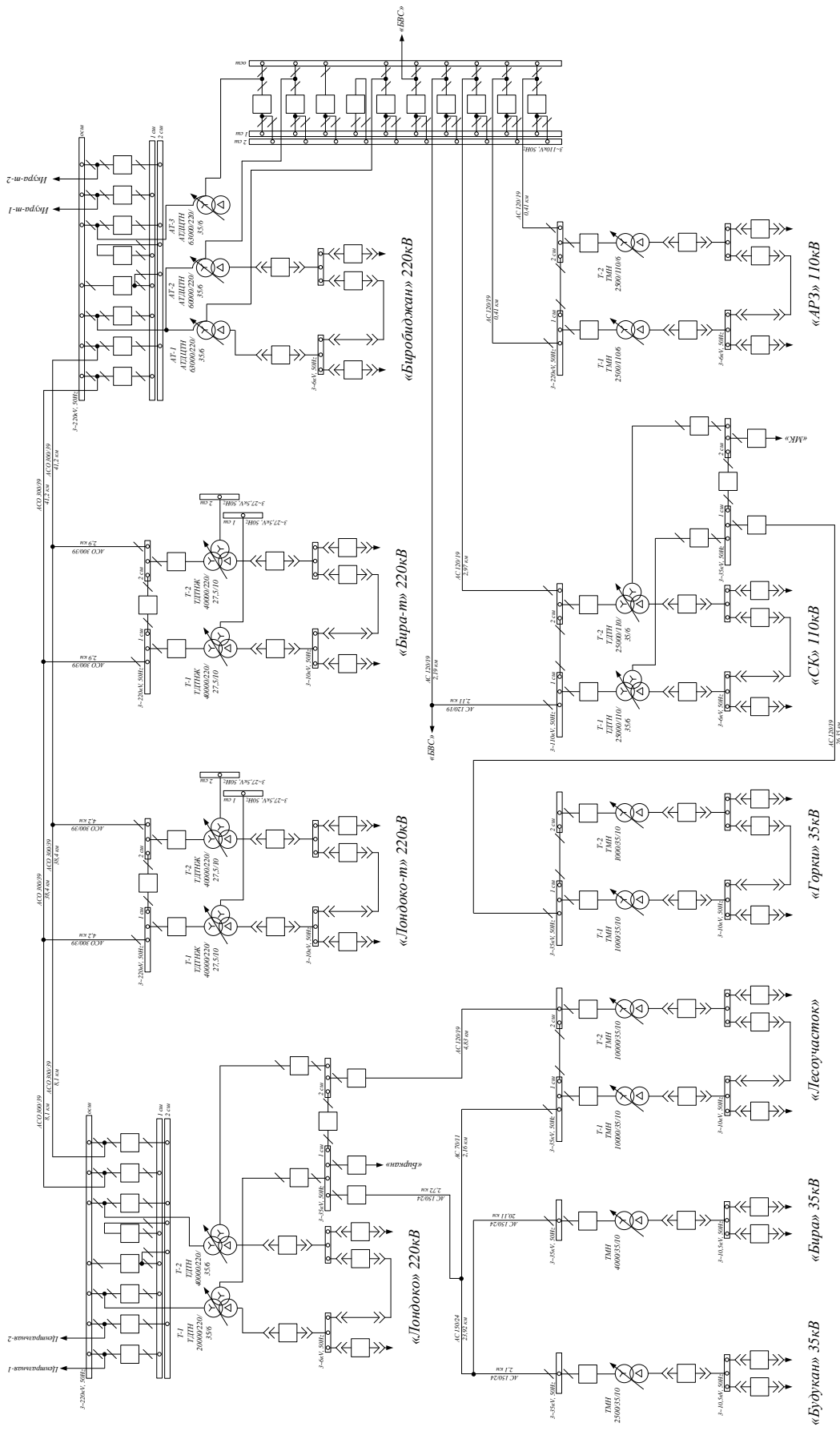


Рисунок 2 - Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

Как видно на рисунке на схеме так же представлена отпаечная ПС 35 кВ Будукан которая получает питание от одноцепной ВЛ Лондоко – Бира.

При рассмотрении вопроса подключения ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения следует отталкиваться от требуемой категории надежности электроснабжения в частности для данного потребителя это категория 2, следовательно должно применяться два источника питания, судя по карте схеме может быть организовано несколько вариантов подключения как на напряжении 35 кВ (что предпочтительней при данной категории надежности и мощности потребителей), так же и на напряжении 110 кВ – этот вариант более дорогой ввиду удаленности ближайшей ПС.

Рассмотрим подробно все ПС рассматриваемого участка сети:

*ПС Лондоко:* является транзитной, имеет три уровня номинальных напряжений 220/35/6 кВ на ней установлены силовые трехобмоточные трансформаторы типа ТДТН 20000/220/35/6 и ТДТН 40000/220/35/6, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «одна рабочая секционированная система шин с обходной системой» (количество отходящих ВЛ - 4), на стороне 35 кВ РУ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» (количество отходящих ВЛ - 3), на стороне 6 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС Лондоко-тяга, Бира-тяга:* является отпаечной, имеет три уровня номинальных напряжений 220/27,5/6 кВ на ней установлены силовые трехобмоточные трансформаторы типа 2хТДТНЖ 40000/220/27,5/6, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» (ПС подключена к ВЛ Лондоко-Биробиджан), на стороне 6 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС Биробиджан:* является транзитной, имеет три уровня номинальных напряжений 220/110/6 кВ на ней установлены силовые автотрансформаторы типа 2хАТДЦТН 63000/110/6 и АТДЦТН 60000/220/10/6, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «одна рабочая

секционированная система шин с обходной системой» (количество отходящих ВЛ - 4), на стороне 110 кВ РУ выполнено по схеме «две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой» (количество отходящих ВЛ - 5), на стороне 6 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС СК:* является транзитной, имеет три уровня номинальных напряжений 110/35/6 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа 2хТДТН 25000/110/35/6, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», на стороне 35 кВ РУ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» (количество отходящих ВЛ - 2), на стороне 6 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС АРЗ:* является тупиковой, имеет два уровня номинальных напряжений 110/6 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа 2хТМН 2500/110/6, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой в цепях линий», на стороне 6 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС Горки:* является тупиковой, получает питание по одноцепной ВЛ от РУ 35 кВ ПС СК, имеет два уровня номинальных напряжений 35/10 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа 2хТМН 1000/110/10, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой в цепях линий», на стороне 10 кВ РУ выполнено по схеме «две секции шин».

*ПС Бира:* является тупиковой получает питание по одноцепной ВЛ от РУ 35 кВ ПС Лондоко, имеет два уровня номинальных напряжений 35/10 кВ на ней установлен один силовой трансформатор типа ТМН 4000/35/10, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «Блок линия трансформатор с выключателем», на стороне 10 кВ РУ выполнено по схеме «одна секция шин».

*ПС Будукан:* является отпаечной получает питание по одноцепной ВЛ от РУ 35 кВ ПС Лондоко, имеет два уровня номинальных напряжений 35/10 кВ на ней установлен один силовой трансформатор типа ТМН 2500/35/10,



распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «Блок линия трансформатор с выключателем», на стороне 10 кВ РУ выполнено по схеме «одна секция шин».

Рассмотрим подробно все ВЛ рассматриваемого участка сети:

Все ВЛ выполнены сталеалюминевым проводом марки АС либо облегченным проводом марки АСО протяженность участков варьируется от 0,41 до 41,2 км, подробные данные о ВЛ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о ВЛ

Наименование ВЛ	Номинальное напряжение (кВ)	Марка провода	Протяженность (км)
ПС Лондоко – отп. ПС Лондоко - тяга	220	АСО 300/39	8,1
ПС Лондоко - тяга – отп. ПС Лондоко - тяга	220	АСО 300/39	4,2
отп. ПС Бира - тяга – отп. ПС Лондоко - тяга	220	АСО 300/39	38,4
отп. ПС Бира - тяга – ПС Бира - тяга	220	АСО 300/39	2,9
отп. ПС Бира - тяга – ПС Биробиджан	220	АСО 300/39	41,2
ПС АРЗ – ПС Биробиджан	110	АС 120/19	0,41
ПС СК – ПС Биробиджан	110	АС 120/19	2,97
отп. ПС СК – ПС Биробиджан	110	АС 120/19	2,19
отп. ПС СК – ПС СК	110	АС 120/19	2,11
ПС СК – ПС Горки	35	АС 120/19	26,35
отп. ПС Лесоучасток – ПС Лондоко	35	АС 150/24	2,72
отп. ПС Лесоучасток – отп. ПС Будукан	35	АС 150/24	23,92
ПС Будукан – отп. ПС Будукан	35	АС 150/24	2,1
ПС Бира – отп. ПС Будукан	35	АС 150/24	20,11

Все представленные в таблице 2 данные будут использоваться в дальнейших расчетах режимов работы электрической сети до и после реконструкции. Так же эти данные будут использованы при разработке анализе вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения.

## 4 РАСЧЕТ НАГРУЗКИ

### 4.1 Краткая характеристики технологического процесса работы компрессорной станции.

В данном разделе приводим основные данные о технологическом процессе работы компрессорной станции по перекачке природного газа.

Компрессорная станция это комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газа, системой электроснабжения и пр.

По виду выполняемой работы выделяют КС дожимные (головные), линейные КС магистральных газопроводов, КС подземных хранилищ газа, нагнетательные КС обратной закачки газа в пласт.

**Дожимные (головные) КС** предназначены для повышения давления добываемого газа до расчетного давления газопровода 5,45–7,45 МПа. Развитие их осуществляется поэтапным вводом 2-3 последовательно работающих компрессорных цехов по мере снижения давления добываемого газа. Общая степень повышения давления до 10 раз. мощность цеха 90-96 МВт, производительность – до 90 млн. м<sup>3</sup>/сут.

**Линейные КС** устанавливаются через каждые 90-150 км газопровода для компенсации потерь давления газа на предшествующем участке. Они состоят из ряда параллельно работающих компрессорных цехов соответственно числу рабочих ниток газопровода. Степень повышения давления в компрессорном цехе 1,3–1,7, выходное давление до 7,45 – 8,3 МПа, мощность 90-80 МВт.

Рассматриваемая в данной работе компрессорная станция по

классификации относится к линейной и предназначена для повышения давления на участке трубопровода на котором она находится, это характеризует и категорию надёжности электроснабжения потребителей.

#### 4.2 Расчет нагрузок ПС КС-27

В данном разделе проводим расчет нагрузок потребителей расположенных на компрессорной станции. Так данная работа посвящена разработке системы внешнего электроснабжения следовательно расчет электрических нагрузок для данного потребителя будет выполняться в упрощенной форме.

В таблице 3 приведены основные данные по группам потребителей используемых для работы компрессорной станции.

Таблица 3 – Данные о нагрузке

Наименование потребителя	Коэффициент использования (Ки)	Коэффициент мощности (cosφ)	Установленная мощность (Pуст, кВт)
Компрессорная перекачки газа	0,7	0,8	4×2000
Система обогрева	1	1	4×25
Система маслоснабжения	0,7	0,85	2×50
Административный корпус	0,7	0,8	50
Вспомогательное оборудование	0,75	0,75	60

Выполняем расчет отдельно для каждого потребителя:

Расчетная активная мощность для компрессорной перекачки газа [9]:

$$P_{p1} = P_{ycm1} \cdot k_{u1} \quad (1)$$

$$P_{p1} = 4 \cdot 2000 \cdot 0,7 = 5600,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная полная мощность для компрессорной перекачки газа [9]:

$$S_{p1} = \frac{P_{p1}}{\cos \varphi_1} \quad (2)$$

$$S_{p1} = \frac{5600}{0,8} = 7000, \text{ (кВА)}$$

Расчетная реактивная мощность для компрессорной перекачки газа [9]:

$$Q_{p1} = \sqrt{S_{p1}^2 - P_{p1}^2} \quad (3)$$

$$Q_{p1} = \sqrt{7000^2 - 5600^2} = 4200,0 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет для остальных категорий потребителей:

Система обогрева:

$$P_{p2} = 4 \cdot 25 \cdot 1 = 100,0 \text{ (кВт)}$$

$$S_{p2} = \frac{100}{1} = 100,0 \text{ (кВА)}$$

$$Q_{p2} = \sqrt{100^2 - 100^2} = 0 \text{ (кВА)}$$

Система маслоснабжения:

$$P_{p3} = 2 \cdot 50 \cdot 0,7 = 70,0 \text{ (кВт)}$$

$$S_{p3} = \frac{70}{0,85} = 82,35 \text{ (кВА)}$$

$$Q_{p3} = \sqrt{82,35^2 - 70,0^2} = 43,38 \text{ (кВА)}$$

Административный корпус:

$$P_{p4} = 50 \cdot 0,7 = 35,0 \text{ (кВт)}$$

$$S_{p4} = \frac{35}{0,8} = 43,75 \text{ (кВА)}$$

$$Q_{p4} = \sqrt{43,75^2 - 35,0^2} = 26,25 \text{ (кВА)}$$

Вспомогательное оборудование:

$$P_{p5} = 60 \cdot 0,75 = 45,0 \text{ (кВт)}$$

$$S_{p5} = \frac{45,0}{0,75} = 60,0 \text{ (кВА)}$$

$$Q_{p5} = \sqrt{60,0^2 - 45,0^2} = 39,68 \text{ (кВА)}$$

Определяем суммарное значение нагрузки от всех категорий потребителей [9]:

$$P_p = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 \quad (4)$$

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 \quad (5)$$

$$S_{p5} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (6)$$

$$P_p = 5600,0 + 100,0 + 70,0 + 35,0_4 + 45,0 = 5850,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 4200,0 + 0 + 43,38 + 26,25 + 39,68 = 4309,1 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{p5} = \sqrt{5850,0^2 + 4309,1^2} = 7266,5 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при определении рационального напряжения подключения ПС и выборе силовых трансформаторов.

### **4.3 Расчет нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей**

В данном разделе применяется вероятностно статистический метод, основанный на реальных данных, в качестве реальных данных рассматривались данные контрольных замеров за 5 лет, проведенный анализ данных позволил выявить наиболее загруженный год – 2022.

На основании этих данных далее будет проводиться реконструкция электрической сети, выбор и проверка оборудования линий электропередачи и подстанции, а также расчет различных режимов работы.

В качестве необходимых данных которые будут использоваться в

дальнейших расчетах являются средняя, эффективная и максимальная мощность нагрузки.

Расчет средней мощности выполняется по следующей формуле [9]:

$$P_{cp} = \frac{\sum P_i}{N} \quad (7)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{N} \quad (8)$$

где  $P_i$  – активная мощность нагрузки для каждого замера (МВт);

$Q_i$  – реактивная мощность нагрузки для каждого замера (МВАр);

$N$  – количество замеров (ед.);

Расчет эффективной мощности выполняется по следующей формуле [9]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2}{N}} \quad (9)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2}{N}} \quad (10)$$

Максимальная мощность нагрузки определяется из данных контрольного замера путем выбора наибольшего значения, из всех замеров.

Проводим расчет данных параметров на примере одной ПС Будукан, выполняем расчет средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp} = \frac{1,03 + 1,23 + 1,37 + 1,38}{4} = 1,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{cp} = \frac{0,23 + 0,25 + 0,3 + 0,35}{4} = 0,28 \text{ (кВАр)}$$

Средняя полная мощность определяется как:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} \quad (11)$$

$$S_{cp} = \sqrt{1,25^2 + 0,28^2} = 1,28 \text{ (кВА)}$$

Выполняем расчет эффективной мощности для ПС Будукан:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1,03^2 + 1,23^2 + 1,37^2 + 1,38^2}{4}} = 1,26 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{0,23^2 + 0,25^2 + 0,3^2 + 0,35^2}{4}} = 0,29 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная мощность по наибольшему значению из всех замеров:

$$P_m = 1,38 \text{ (кВт)}$$

$$Q_m = 0,35 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная полная мощность определяется как [9]:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \quad (12)$$

$$S_m = \sqrt{1,38^2 + 0,35^2} = 1,42 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет данных характеристик для всех остальных ПС 35 кВ рассматриваемого района, результаты расчетов приведены в таблице 4

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	$P_m$ (МВт)	$Q_m$ (МВАр)	$S_m$ (МВА)	$P_{cp}$ (МВт)	$Q_{cp}$ (МВАр)	$S_{cp}$ (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Будукан	1,38	0,35	1,42	1,25	0,28	1,28	1,26	0,29
Лесоучасток	3,15	0,61	3,21	2,84	0,55	2,89	2,86	0,56

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бира-35	1,25	0,35	1,30	1,13	0,32	1,17	1,14	0,33
Горки	0,56	0,11	0,57	0,50	0,10	0,51	0,52	0,11

#### 4.4 Прогнозирование нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей

При реконструкции системы электроснабжения необходимо иметь данные не только о фактических данных нагрузки, но и о их значениях на перспективу т.е. прогнозных значений нагрузки, следовательно, далее проводим прогнозирование нагрузки с помощью формулы сложных процентов которая выглядит следующим образом:

Для максимальной активной мощности [14]:

$$P_{прм} = P_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (13)$$

Для максимальной реактивной мощности [14]:

$$Q_{прм} = Q_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (14)$$

Для максимальной полной мощности [14]:

$$S_{прм} = S_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (15)$$

где  $\varepsilon$  - годовое увеличение нагрузки согласно статистическим данным (%).

$T$  - период прогнозирования (лет)

Для средней активной мощности:

$$P_{прср} = P_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (16)$$

Для средней реактивной мощности:



$$Q_{nrcp} = Q_{cp} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (17)$$

Для средней полной мощности:

$$S_{nrcp} = S_{cp} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (18)$$

Прогнозирование проводим сроком на 15 лет при этом годовое увеличение нагрузки принимаем 1,5%, для эффективной мощности формулы расчета аналогичны.

Проводим расчет на примере ПС Будукан:

$$P_{nrm} = 1,38 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 1,72 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{nrm} = 0,35 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 0,44 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{nrm} = 1,42 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 1,78 \text{ (МВА)}$$

$$P_{nrcp} = 1,25 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 1,56 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{nrcp} = 0,28 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 0,35 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{nrcp} = 1,28 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{15} = 1,6 \text{ (МВА)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ПС, результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные данные по прогнозной нагрузке подстанций

Наим. ПС	$P_{нрм}$ (МВт)	$Q_{нрм}$ (МВАр)	$S_{нрм}$ (МВА)	$P_{нрср}$ (МВт)	$Q_{нрср}$ (МВАр)	$S_{нрср}$ (МВА)	$P_{нрэф}$ (МВт)	$Q_{нрэф}$ (МВАр)
Будукан	1,72	0,44	1,78	1,56	0,35	1,60	1,58	0,36
Лесоучасток	3,94	0,76	4,01	3,55	0,69	3,61	3,58	0,70
Бира-35	1,56	0,44	1,63	1,41	0,40	1,46	1,43	0,41
Горки	0,70	0,14	0,71	0,63	0,13	0,64	0,65	0,14

Таким образом полученные данные будут использоваться в дальнейших расчетах при компенсации реактивной мощности и расчёте режимов работы сети.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВЛ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПС КС-27

В данном разделе будем производить расчёт такого параметра как рациональное напряжение воздушной линии при подключении подстанции КС-27 к системе внешнего электроснабжения. Рациональное напряжение представляет собой параметр который характеризует экономически и технически целесообразный уровень напряжения на котором рационально передавать заданную мощность на заданное расстояние.

Расчет рационального напряжения воздушной линии электропередач может выполняться по нескольким методикам в частности по различным эмпирическим формулам а также по различным графикам.

Питающая воздушная линия для ПС КС-27 на этапе проектирования должна быть проверена на рациональное напряжение, в данном случае рассматриваем несколько вариантов подключения данной ПС: на напряжении 35 кВ и на напряжении 110 кВ (подключение потребителя 2й категории на напряжении 220 кВ с небольшой нагрузкой является экономически необоснованным).

Необходимо определить расстояние до ближайших источников питания соответствующего напряжения, расстояние до ближайшей ВЛ 35 кВ составляет 3,0 км, до ближайшего источника 110 кВ – 30,0 км.

В данной работе рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А. Илларионова, его будем рассчитывать для обоих вариантов подключения:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (19)$$

где  $U_{рац}$  – рациональное напряжение передачи мощности  $P$  по линии длиной  $L$ .

Проводим расчет для первого варианта при подключении на напряжение 35 кВ (учитывается так же двухцепное исполнение ВЛ – согласно категории надежности потребителей), активная мощность определена в предыдущем разделе [11]:

$$U_{\text{рац1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,0} + \frac{2500}{5,85 \cdot 0,5}}} = 31,29 \text{ (кВ)}$$

Расчет показывает что для данного варианта подключения наиболее рациональным является подключение на номинальном напряжении 35 кВ, далее проводим расчет для подключения к ближайшему источнику питания 110 кВ:

$$U_{\text{рац2}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30,0} + \frac{2500}{5,85 \cdot 0,5}}} = 33,88 \text{ (кВ)}$$

В данном случае так же может применяться номинальное напряжение как 35 так и 110 кВ.

Расчет показал что оба варианта могут быть реализованы технически.

## 6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 6.1 Разработка технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

В данном разделе рассмотрим несколько вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения, при этом необходимо учитывать следующие условия:

- варианты должны быть технически осуществимы;
- в вариантах должно иметься минимальное количество трансформаций;
- варианты должны соответствовать категории надежности питания потребители ПС КС-27;
- варианты должны иметь минимальный набор оборудования.

В качестве вариантов рассмотрим несколько при этом как указывалось ранее возможно подключение как на напряжении 35 так и на напряжении 110 кВ, поэтому принимаем к разработке 4, карты – схемы данных вариантов представлены на рисунках 3, 4, 5, 6:

Рассмотрим подробно каждый вариант реконструкции сети:

Вариант №1: в данном случае ПС КС-27 подключится по транзитной схеме на напряжении 35 кВ одной ВЛ 35 от РУВН ПС Горки, вторая ВЛ от ПС 110 кВ СК, таким образом образуется кольцевая линия и требуется реконструкция распределительного устройства высокого напряжения на ПС Горки на схему «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», так же на самой ПС КС-27 требуется установка аналогичного распределительного устройства высокого напряжения, дополнительная протяженность ВЛ в одно цепном исполнении для данного варианта сети составляет 37 км , общее количество выключателей 35 кВ - 5 шт.

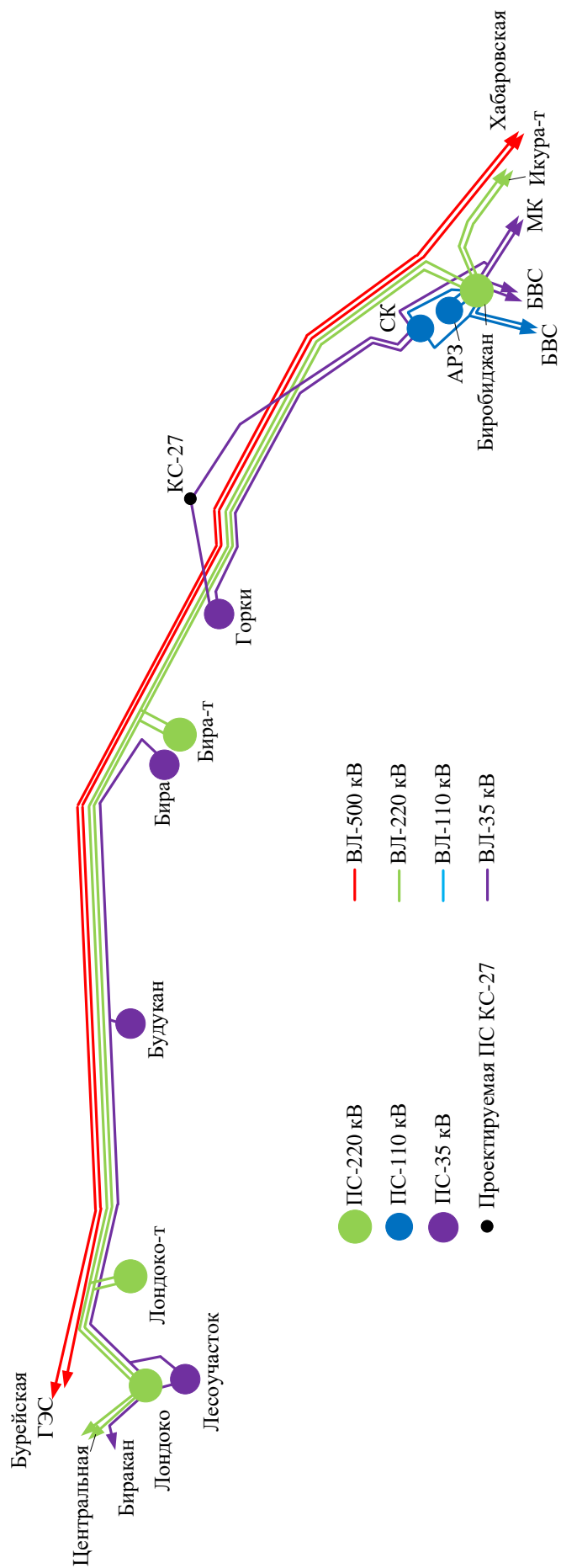


Рисунок 3 - Вариант № 1 реконструкции сети

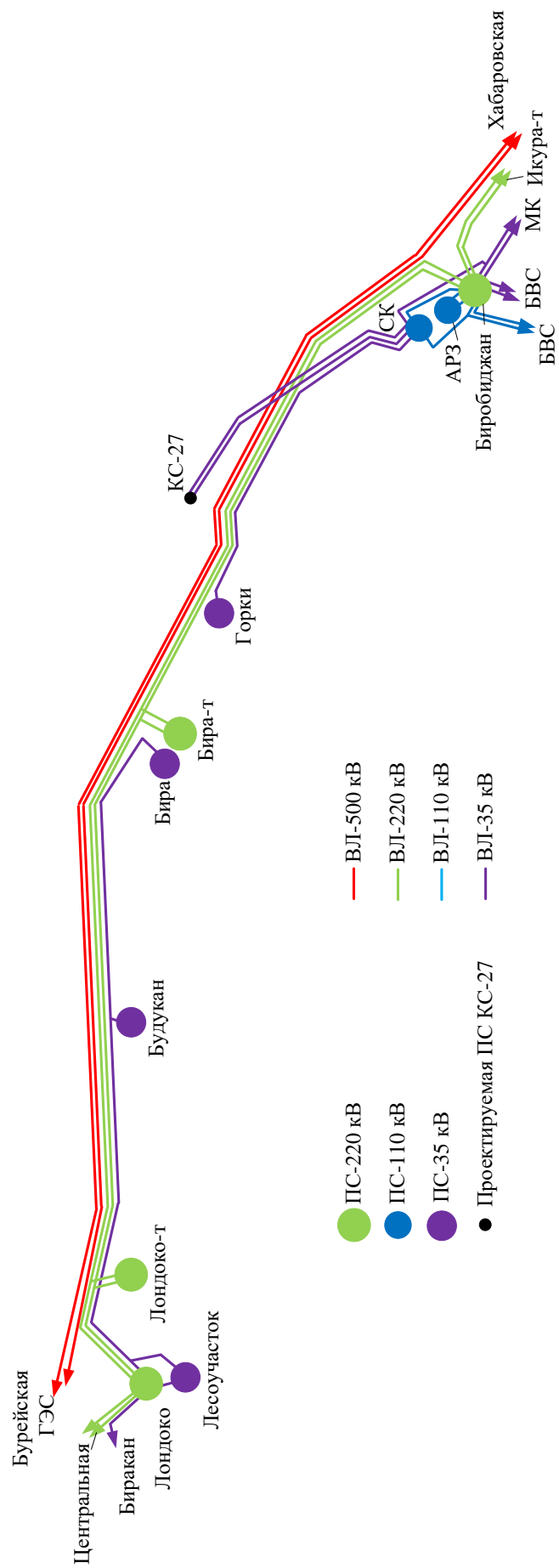


Рисунок 4 - Вариант № 2 реконструкции сети

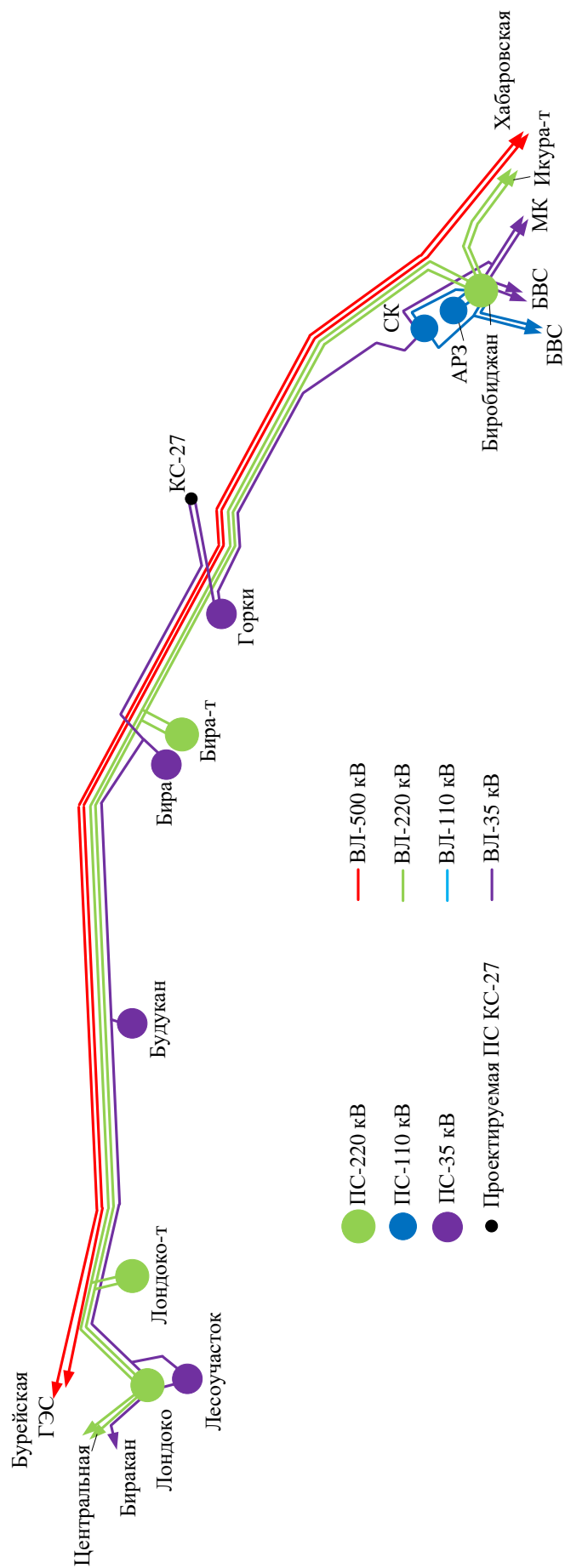


Рисунок 5 - Вариант № 3 реконструкции сети



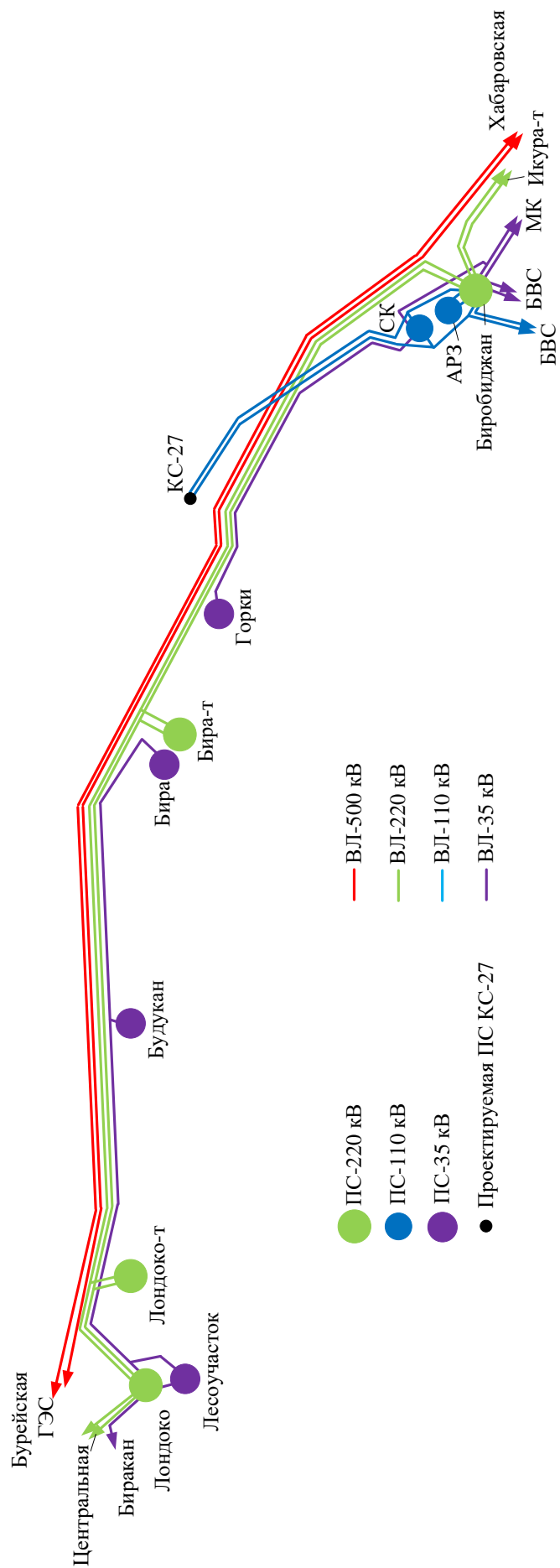


Рисунок 6 - Вариант № 4 реконструкции сети

Второй вариант: ПС КС–27 подключается по тупиковой схеме от распределительного устройства 35 кВ ПС СК (данное РУ позволяет расширение и установку дополнительных ячеек выключателей), при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС КС-27 выполняется по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор и неавтоматической переемычкой в цепях линий», дополнительная протяженность линий в одноцепном исполнении составит 60 км, дополнительное количество выключателей 4 шт.

Третий вариант: ПС КС-27 подключится по транзитной схеме на напряжении 35 кВ одной ВЛ 35 от РУВН ПС Горки, вторая цепь от ВЛ-35 кВ ПС Лондоко – ПС Бира, таким образом образуется сеть с двухсторонним питанием и требуется реконструкция распределительного устройства высокого напряжения на ПС Горки на схему «мостик», на ПС КС-27 требуется установка аналогичного распределительного устройства высокого напряжения, со стороны ПС Бира подключение производится отпайкой от действующей ВЛ (реконструкция ПС Бира не требуется) дополнительная протяженность ВЛ в одно цепном исполнении для данного варианта сети составляет 26 км , общее количество выключателей 35 кВ - 4 шт.

Четвертый вариант: ПС КС-27 подключается по отпаечной схеме от ВЛ – 110 кВ ПС СК – ПС Биробиджан, при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС КС-27 выполняется по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор и неавтоматической переемычкой в цепях линий», дополнительная протяженность линий в одноцепном исполнении составит 60 км, дополнительное количество выключателей 2 шт.

Для сравнительного анализа все данные о дополнительном оборудовании приведены в таблице 6

Таблица 6 – Сравнение вариантов подключения ПС КС-27

Вариант	Дополнительное количество выключателей (ед.)	Дополнительная протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км)
1	2	3
1 (35 кВ)	5	37
2 (35 кВ)	4	60

1	2	3
3 (35 кВ)	4	26
4 (110 кВ)	2	60

Следует сделать вывод о том что с точки зрения минимального набора оборудования наиболее оптимальными являются варианты №1, 3.

## 6.2 Компенсация реактивной мощности

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ на примере ПС КС-27, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [21]:

$$Q_K = Q_M - P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_{np} \quad (20)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{np}$  - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380).

$P_M$  – максимальная прогнозируемая активная мощность, потребляемая из сети принимается равной расчетной.

$Q_M$  – максимальная прогнозируемая реактивная мощность, принимается равной расчетной.

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ [21]:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (21)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем некомпенсированную мощность [21]:

$$Q_{неск} = Q_M - Q_{ном} \quad (22)$$

где  $Q_{ном}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет:

$$Q_k = 4,31 - 5,85 \cdot 0,4 = 1,97 \text{ (МВАр)}$$

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ:

$$Q_l = \frac{1,97}{2} = 0,99 \text{ (МВАр)}$$

Принимаем к установке и устройства компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10,5-150-50 и УКРМ-10,5-900-450 с номинальной мощностью 0,15 и 0,9 МВАр и шагом регулирования 50 и 450 кВАр соответственно, данные устройства устанавливаются на каждую секцию шин 10 кВ ПС КС-27.

Определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = 4,31 - (0,15 + 0,9) \cdot 2 = 2,21 \text{ (МВАр)}$$

Дополнительно проводим данный расчет для остальных ПС рассматриваемой части сети, результаты расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Данные о компенсации реактивной мощности

Наименование ПС	$U_{\text{ном}}$ (кВ)	$P_{\text{прм}}$ (МВт)	$Q_{\text{прм}}$ (МВАр)	$Q_k$ (МВАр)	$Q_{\text{ном}}$ (МВАр)	$Q_{\text{неск}}$ (МВАр)
Будукан	35	1,72	0,44	-0,25	Не требуется	
Лесоучасток	35	3,94	0,76	-0,82	Не требуется	
Бира-35	35	1,56	0,44	-0,18	Не требуется	
Горки	35	0,70	0,14	-0,14	Не требуется	
КС-27	35	5,85	4,31	1,97	2×1,05	2,21

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

### 6.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС КС-27

Учитывая категорию питания потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения ПС КС-27 принимаем решение об установке двух трансформаторов на данном объекте.

Требуемая полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [24]:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \quad (23)$$

где  $P_p$  – расчётная активная мощность нагрузки ПС КС-27;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС КС-27 согласно расчетным данным;

$N$  – количество трансформаторов;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [24]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{Тном}} \quad (24)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(N - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (25)$$

Требуемая мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,46 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТМН 6300/35/10 с номинальной мощностью 6,3 МВА, номинальное напряжение стороны ВН – 37 кВ, стороны НН – 10,5 кВ.

Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой - РПН.

Паспортные данные силового трансформатора представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Паспортные данные принятого типа трансформатора

Параметр	Значение
Полная мощность	6300 кВА
Напряжение ВН	37,0 кВ
Напряжение НН	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,3
Напряжение КЗ	7,5
Потери активной мощности в режиме ХХ	5,5
Потери активной мощности в режиме КЗ	46,5
Масса масла	5,35
Габаритные размеры (Д×Ш×В)	4,25×3,42×4,08

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,51$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{1 \cdot 6,3} = 1,02$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов укладываются в нормативный диапазон, следовательно, расчет окончен, принимаем данный тип трансформатора к установке на ПС КС-27.

#### **6.4 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи и проверка сечений существующих линий**

В данном разделе согласно исходным данным по категории надежности электроснабжения потребителей предполагается выбрать сечение вновь вводимых линий электропередачи и проверить существующие при реконструкции. В качестве проводника предусматривается использовать провод марки АС, его сечение определяется согласно экономическим токовым интервалам. Выбор проводников выполняем по нагреву длительным током.

Расчетный ток в ВЛ [5]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{прм}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (26)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Проводим выбор проводника для первого варианта реконструкции на участке ПС СК – КС 27

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 103,1 \text{ (А)}$$

Принимаем одноцепную ВЛ на железобетонных, провод марки АС 95/16

Определяем послеаварийный ток в данном сечении при отключении ВЛ ПС СК – ПС Горки:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{(5,85 + 0,7)^2 + (2,76 + 0,14)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 116,2 \text{ (А)}$$

Согласно справочным данным для провода марки АС 95/16 длительно допустимый ток составляет 330 А, проверяем условие:

$$I_{\text{до}} \geq I_{нав} \quad (27)$$

$$330 \geq 116,2$$

Неравенство соблюдается, следовательно, проводник проходит проверку его принимаем к установке.

Проводим выбор проводника для первого варианта реконструкции на участке ПС Горки – КС 27 при питании ПС КС-27 со стороны ПС Горки, максимальный расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 103,1 \text{ (А)}$$

Принимаем одноцепную ВЛ на железобетонных опорах, провод марки АС 95/16

Определяем послеаварийный ток в данном сечении при отключении ВЛ ПС КС-27 – ПС СК:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 103,1 \text{ (А)}$$

$$330 \geq 103,1$$

Неравенство соблюдается, следовательно, проводник проходит проверку его принимаем к установке.

Далее проводим проверку проводников на головных участках для первого и второго вариантов реконструкции.

Таблица 9 – Проверка проводников ВЛ 35 кВ первого варианта

Наименование ВЛ	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	$I_{расч}$ (А)	$I_{од}$ (А)	$I_{нав}$ (А)
ПС СК – ПС КС-27	Ж/Б	1	АС 95/16	103,1	330,0	116,2
ПС Горки – ПС КС-27	Ж/Б	1	АС 95/16	103,1	330,0	103,1
ПС Горки – ПС СК	Ж/Б	1	АС 120/19	13,1	390,0	116,2

Для первого варианта электрической сети изменение сечения существующих ВЛ не требуется т.к. они проходят проверку по длительному току в послеаварийном режиме, выполняем выбор и проверку проводников для третьего варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка проводников ВЛ 35 кВ третьего варианта



Наименование ВЛ	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	$I_{расч}$ (А)	$I_{од}$ (А)	$I_{нав}$ (А)
ПС Горки – ПС КС-27	Ж/Б	1	АС 95/16	103,1	330,0	103,1
Отп. ПС КС-27 – ПС КС-27	Ж/Б	1	АС 95/16	103,1	330,0	103,1
ПС Лондоко – отп. ПС Лесоучасток	Ж/Б	1	АС 150/24	122,0	450,0	236,0
Отп. ПС Лесоучасток – отп. ПС Будукан	Ж/Б	1	АС 150/24	56,0	450,0	171,0
ПС Бира – отп. ПС Будукан	Ж/Б	1	АС 150/24	27,0	450,0	141,2

Для третьего варианта реконструкции электрической сети изменение сечения существующих ВЛ не требуется.

## 7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Расчет установившихся режимов работы проводится в данной работе с использованием программного комплекса Rastr win.

Предварительно перед началом расчета необходимо составить схему замещения сети с указанием номеров узлов, данная схема для первого и третьего вариантов реконструкции сети представлены на рисунках 7, 8.

Данные о нагрузках в узлах представлены в таблице 11, данные о сопротивлениях участков ВЛ представлены в таблице 12.

Таблица 11 – Максимальные нагрузки в узлах сети первого варианта

Наименование ПС	Номер узла	$P_{нрм}$ (МВт)	$Q_{нрм}$ (МВАр)
Горки	3	0,70	0,14
КС-27	5	5,85	2,21
Бира	8	1,56	0,44
Будукан	11	1,72	0,44
Лесоучасток	14	3,94	0,76

Таблица 12 – Сопротивления участков ВЛ первого варианта реконструкции

Узлы	$R_{вл}$ (Ом)	$X_{вл}$ (Ом)
1-2	6,5	10,8
2-4	2,1	2,9
1-4	9,2	12,6

Таблица 13 – Сопротивления участков ВЛ третьего варианта реконструкции

Узлы	$R_{вл}$ (Ом)	$X_{вл}$ (Ом)
1-2	6,5	10,8
2-4	2,1	2,9
4-6	5,8	8,0
6-9	4,5	9,3
6-7	0,3	0,8
9-10	0,3	0,8
9-12	4,6	9,4
12-13	0,9	0,9
12-15	0,5	1,1
13-15	0,9	2,0

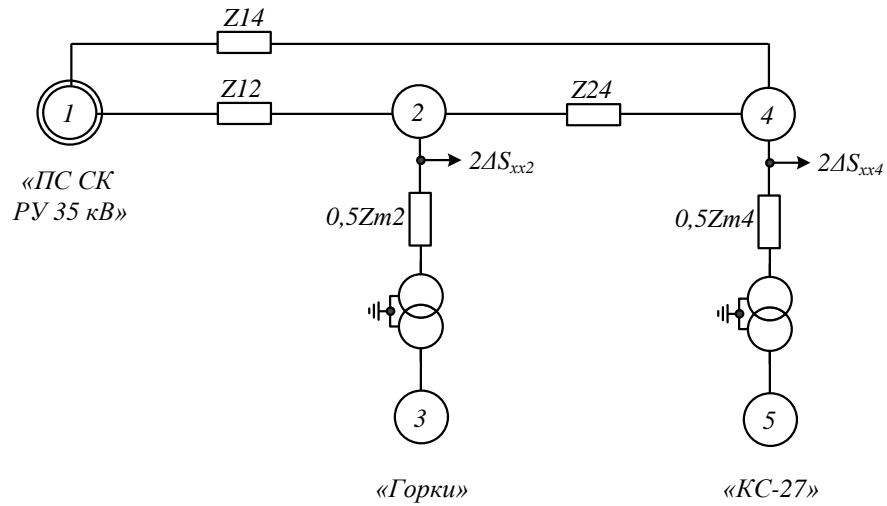


Рисунок 7 – Схема замещения первого варианта реконструкции

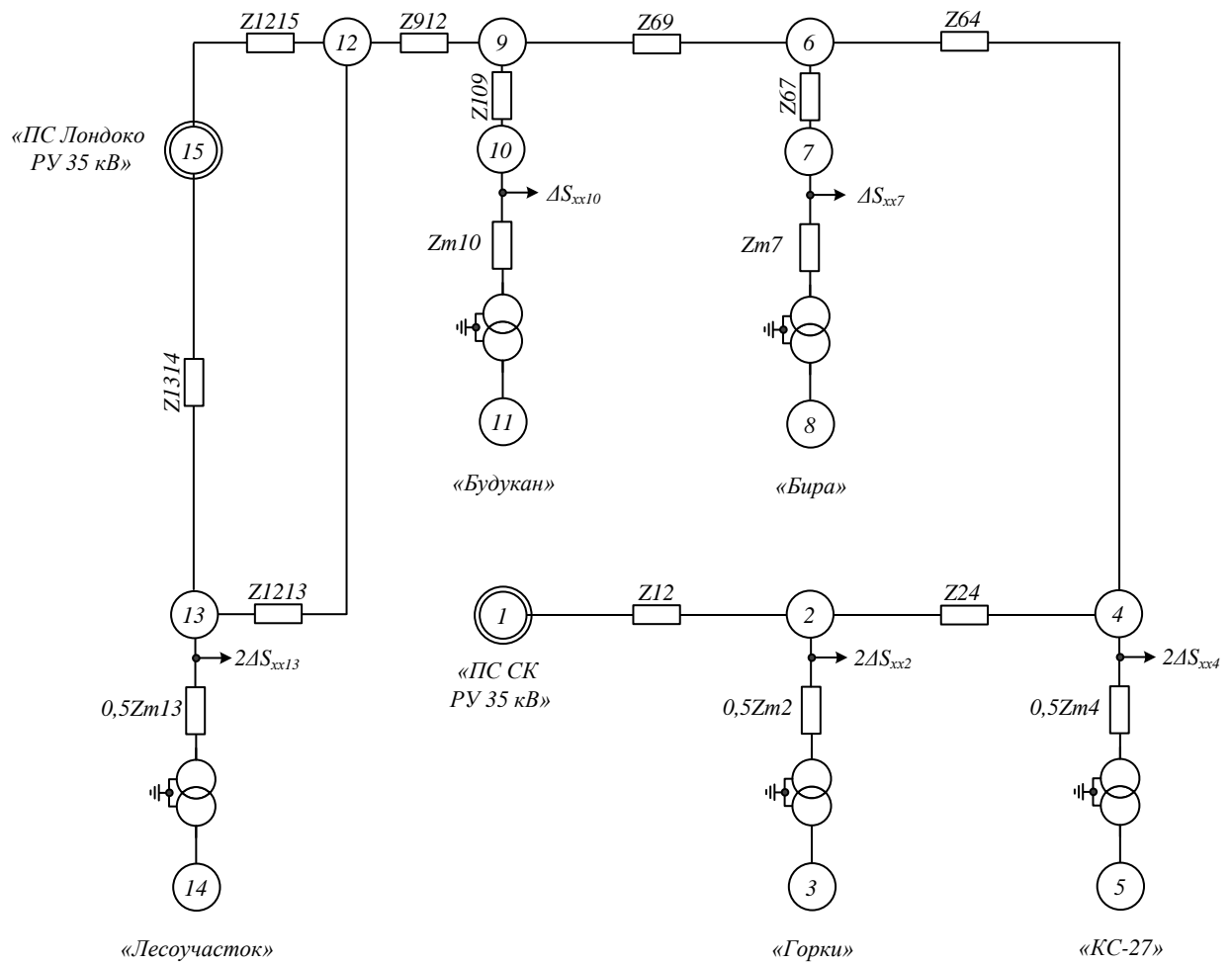


Рисунок 8 – Схема замещения третьего варианта реконструкции

Проводим расчет режимов работы сети для первого варианта реконструкции, результаты представлены в таблицах 14, 15.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим первый вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	11,39	390,0
2	4	0,00	0,00
1	4	106,27	330,0

Таблица 15 – Данные по узлам (нормальный режим первый вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	6,90	3,02	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	36,82	5,20	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,53	-1,36	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	10,37	3,73	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,64	-3,64	10

Таблица 16 – Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК- ПС КС-27)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	102,33	390,0
2	4	101,24	330,0
1	4	-	-

Таблица 17 – Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК- ПС КС-27)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	5,88	2,89	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	35,14	0,41	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,60	-1,13	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,89	-1,07	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,66	-3,40	10

Таблица 18 – Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК- ПС Горки)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	-	-
2	4	11,17	330,0
1	4	101,44	330,0

Таблица 19 – Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК- ПС Горки)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	0,00	0,00	5,87	2,79	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,56	-1,25	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,61	-1,10	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,73	-2,74	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,66	-3,38	10

Проводим расчет режимов работы сети для третьего варианта реконструкции, результаты представлены в таблицах 20, 21

Таблица 20 – Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим третий вариант)

N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	I <sub>расч</sub> (А)	I <sub>дд</sub> (А)
1	2	119,54	390,0
2	4	107,75	330,0
4	6	0,00	330,0
6	7	26,66	450,0
6	9	26,90	450,0
9	10	28,79	450,0
9	12	55,21	450,0
12	13	16,01	265,0
15	12	70,26	450,0
15	13	47,90	450,0

Таблица 21 – Данные по узлам (нормальный режим третий вариант)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	6,92	3,29	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,85	-0,42	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,28	-2,06	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,81	-1,90	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,56	-4,36	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	35,88	2,50	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	35,85	2,43	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	36,21	3,46	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	36,18	3,39	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	36,91	5,45	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	36,88	5,37	35
15	0,00	0,00	7,27	2,12	37,00	5,71	35

1	2	3	4	5	6	7	8
8	1,56	0,44	0,00	0,00	10,12	1,16	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	10,19	1,91	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,44	4,39	10

Таблица 22 – Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК – ПС Горки третий вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	0,00	390,0
2	4	12,95	330,0
4	6	126,40	330,0
6	7	27,88	450,0
6	9	152,21	450,0
9	10	28,79	450,0
9	12	178,84	450,0
12	13	19,36	265,0
15	12	158,34	450,0
15	13	78,36	450,0

Таблица 23 – Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК – ПС Горки третий вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Uфакт (кВ)	Uоткл (%)	Uном (кВ)
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	32,17	-8,08	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	32,23	-7,90	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,04	-9,60	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,13	-8,70	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	34,10	-2,56	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	34,08	-2,64	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	36,21	3,47	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	36,19	3,40	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	38,75	9,71	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	38,79	9,83	35
15	0,00	0,00	14,66	6,36	39,00	9,99	35
8	1,56	0,44	0,00	0,00	9,61	-3,91	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	10,19	1,92	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,98	9,84	10

Таблица 24 – Токовая нагрузка ВЛ (отключение выключателя 35 кВ в сторону ПС – Будукан на ПС Лондоко)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	102,41	390,0
2	4	90,36	330,0
4	6	19,62	330,0
6	7	27,95	450,0
6	9	46,14	450,0
9	10	29,99	450,0
9	12	75,43	450,0
12	13	65,72	265,0
15	12	140,52	450,0
15	13	0,00	450,0

Таблица 25 – Данные по узлам (отключение выключателя 35 кВ в сторону ПС – Будукан на ПС Лондоко)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	5,91	2,43	36,00	2,86	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,23	-2,20	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	33,76	-3,53	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,63	-3,69	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,58	-4,19	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	34,08	-2,62	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	34,06	-2,70	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	34,74	-0,73	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	34,72	-0,81	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	35,80	2,27	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	35,67	1,92	35
15	0,00	0,00	8,24	2,97	36,00	2,86	35
8	1,56	0,44	0,00	0,00	9,60	-3,97	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	9,77	-2,29	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,09	0,95	10

Анализ полученных данных показывает что оба варианта реконструкции могут быть осуществлены т.к. в нормальном и послеаварийных режимах работы не происходит значительного отклонения контролируемых параметров от заданных значений [29], в частности отклонения напряжений в точках подключения потребителей не превышают предельных значений, токи в сечениях не превышают длительно допустимых значений [29].

## 8 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При определении наиболее оптимального варианта развития электрической сети при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения используем метод сравнения приведенных статических затрат на реализацию обоих вариантов.

Для примера проводим расчет приведенных статических затрат, первоначально определяем капиталовложения.

Определяем стоимость РУВН, НН ПС КС-27 [30]:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (28)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент инфляции (равен 12,21);

$K_p$  - районный коэффициент –1,5;

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ:

$$K_{py} = (3 \cdot 2,0 + 15 \cdot 0,16) \cdot 12,21 \cdot 1,5 = 153,84 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС КС-27 [30]:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (29)$$

где  $N_{тр}$  - количество трансформаторов 35 кВ:

$K_{тр}$  - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{тр} = 2 \cdot 2,2 \cdot 12,21 \cdot 1,5 = 80,59 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции [30]:



$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (30)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 12,21 \cdot 1,5 = 86,08 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС КС-27

$$K_{ПС} = 153,84 + 80,59 + 86,08 = 320,51 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ (суммарная протяженность де первого варианта реконструкции составит 37,0) [30]:

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (31)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$K$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года:

$$K_{ВЛ} = 0,74 \cdot 37,0 \cdot 12,21 \cdot 1,5 = 501,46 \text{ (млн.руб)}$$

Общие капиталовложения [30]:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (32)$$

$$K = 320,51 + 501,46 = 821,97 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле [30]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (33)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения, тыс.руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (34)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ВЛ 30 лет, для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 501,46 \cdot \frac{1}{30} + 320,51 \cdot \frac{1}{20} = 32,74 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [30]:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (35)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС).

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 501,46 + 0,059 \cdot 320,51 = 22,92 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет приведенных статических затрат для первого варианта реконструкции [30]:

$$З = I_{AM} + I_{ЭКС} + E \cdot K \quad (36)$$

где  $E$  – норма дисконтирования (о.е.).

$$З = 32,74 + 22,92 + 0,1 \cdot 821,97 = 137,85 \text{ (млн. руб.)}$$

Далее проводим расчет по аналогичным формулам для третьего варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 28.

Вариант реконструкции	$K_{ПС}$ (млн.руб.)	$K_{ВЛ}$ (млн.руб.)	$I_{АМ}$ (млн.руб.)	$I_{ЭКС}$ (млн.руб.)	$Z$ (млн.руб.)
1	320,51	501,46	32,74	22,92	137,85 (118,03%)
3	320,51	352,38	27,77	21,72	116,79 (100%)

Согласно приведенным данным третий вариант значительно дешевле первого из за меньшей длины ВЛ, так же следует отметить что при сравнении приведенных статических затрат разница составляет существенные 18%, следовательно для дальнейших расчетов окончательно выбираем третий вариант реконструкции.

Перед выбором оборудования на ПС КС-27 необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания для последующей проверки данного оборудования на коммутационную, термическую, и динамическую стойкость.

Для расчета токов короткого замыкания существует два основных метода: расчет в именованных единицах, расчет в относительных единицах.

При большом количестве трансформаций расчет лучше проводить в относительных единицах т.к. он позволяет избежать введения в расчеты точных коэффициентов трансформации что упрощает расчет. Однако при использовании метода именованных единиц отсутствует необходимость задания параметров таких как базисная мощность и базисное напряжение каждой ступени.

Каждый из данных указанных методов может выполняться с использованием действительных коэффициентов трансформации трансформаторов либо с использованием напряжений из среднего ряда. Последний прием наиболее предпочтителен, он менее точен чем первый, но получаемая в результате погрешность имеет приемлемое значение (менее 10% от действительного значения тока короткого замыкания).

Данный расчет будет выполняться методом именованных единиц с использованием среднего ряда напряжений. Расчетная схема замещения ПС КС-27 представлены на рисунке 15.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Лондоко» и «СК».

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Лондоко» и «СК» по формуле [16]:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} \quad (37)$$

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (MVA)}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} \quad (38)$$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,9 = 442,19 \text{ (МВА)}$$

где  $S_{кз}$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС

$U_{CP}$  – напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ (кВ);

$I_{кз}$  – ток короткого замыкания на стороне 35 кВ (кА);

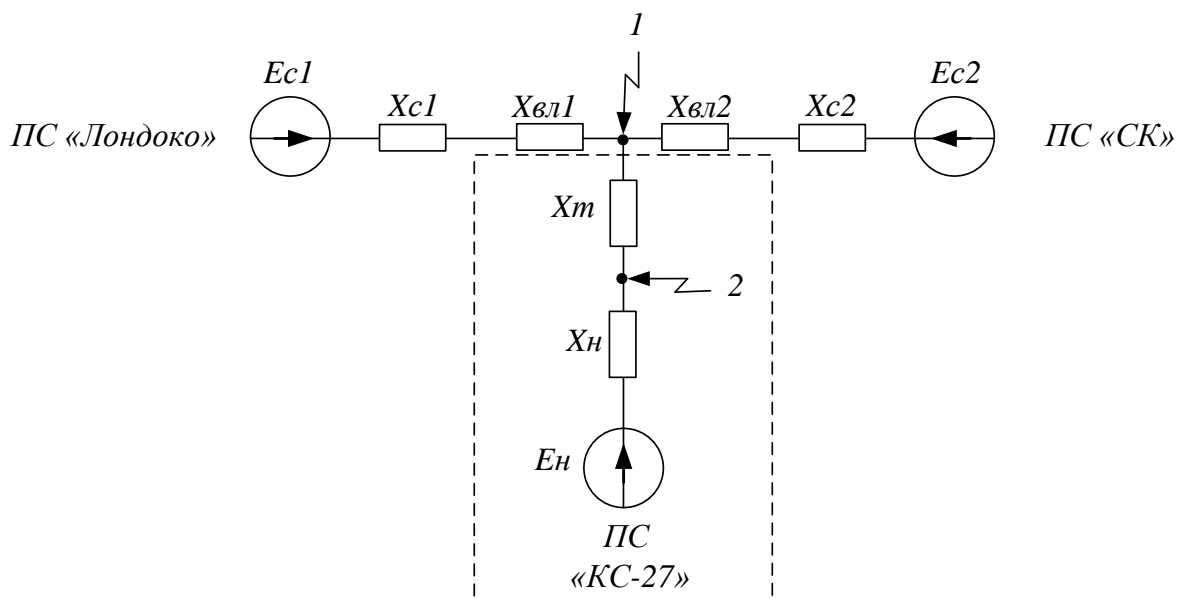


Рисунок 7 - Расчетная схема замещения ПС КС-27

Расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС КС-27), все параметры приводятся к базисной ступени (РУ 35 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени [16]:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{кз}} \quad (39)$$

$$X_{C1} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \text{ (Ом)}$$

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{кз}} \quad (40)$$

$$X_{C2} = \frac{37^2}{442,19} = 3,09 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ («Лондоко» - КС-27, «СК» - КС-27) [16]:

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 \quad (41)$$

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 63,75 = 8,21 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot L2 \quad (42)$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 33,35 = 7,71 \text{ (Ом)}$$

где  $X_0$  – погонное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопротивление трансформаторов ПС КС-27, определяются по формуле (учитывается, что оба трансформатора в работе) (Ом) [16]:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (43)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{37^2}{6,3} \cdot \frac{1}{2} = 8,15 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется по следующей формуле [16]:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 \quad (44)$$

$$X_H = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{5,85^2 + 2,21^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 78,23 \text{ (Ом)}$$

где  $x_{OH}$  – относительное значение сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки, рассчитана ранее (МВА)

$U_{cp}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{mp}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы как со стороны ПС «Лондоко» так и со стороны ПС «СК» приведенное к базовой ступени (кВ) [16]:

$$E_c = E_{c0} \cdot U_c \quad (45)$$

$$E_c = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{c0}$  – относительное значение ЭДС энергосистемы (о.е.)

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени [16]:

$$E_H = E_{H0} \cdot U_c \quad (46)$$

$$E_H = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{H0}$  – относительное значение ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

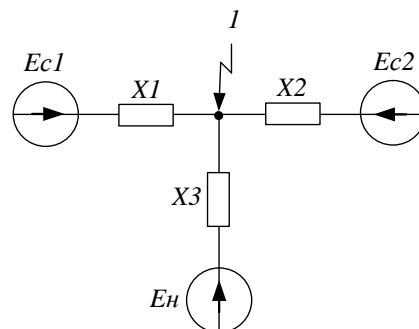


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

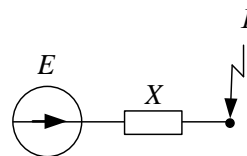


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1}$$

$$X1 = 2,81 + 8,21 = 11,02 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ2}$$

$$X_2 = 3,09 + 7,71 = 10,8 \text{ (Ом)}$$

$$X_3 = X_H + X_T$$

$$X_3 = 78,23 + 8,15 = 86,38 \text{ (Ом)}$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания 1, по следующим формулам:

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (47)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{11,02} + \frac{1}{10,8} + \frac{1}{86,38}} = 5,13 \text{ (Ом)}$$

$$E = X \cdot \left( \frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right) \quad (48)$$

$$E = 5,13 \cdot \left( \frac{37}{11,02} + \frac{37}{10,8} + \frac{31,45}{86,38} \right) = 36,67 \text{ (кВ)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке 1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} \quad (49)$$

$$I_{no} = \frac{36,67}{\sqrt{3} \cdot 5,13} = 4,12 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ог}}{T_a}} \quad (50)$$



где  $i_a$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке 1 (кА)

$T_{ov}$  – собственное время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени для шин 35 кВ ПС КС-27 согласно справочным данным принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Аperiodическая составляющая для точки 1:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,21 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки 1 определяется по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (52)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 10,01 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (53)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

$t_{omk}$  - максимальное время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты (сек);

$T_a$  - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 4,12^2 \cdot (3,0 + 0,03) = 51,43 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводим так же расчет тока короткого замыкания в точке 2 по аналогичным формулам, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора (приводятся к номинальному напряжению 10 кВ).

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом для всех точек короткого замыкания сведены в таблицу 27:

Таблица 27 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$i_a$ , (кА)	$i_{y0}$ , (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
1 (шины 35 кВ)	4,12	0,21	10,01	51,43
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	577,03

С использованием полученных данных проводим выбор и проверку оборудования ПС КС-27

### 10.1 Разработка однолинейной схемы ПС КС-27

Принятая принципиальная однолинейная схема подстанции КС-27 согласно принятому типу подключения по транзитной схеме представлена на рисунке 11.

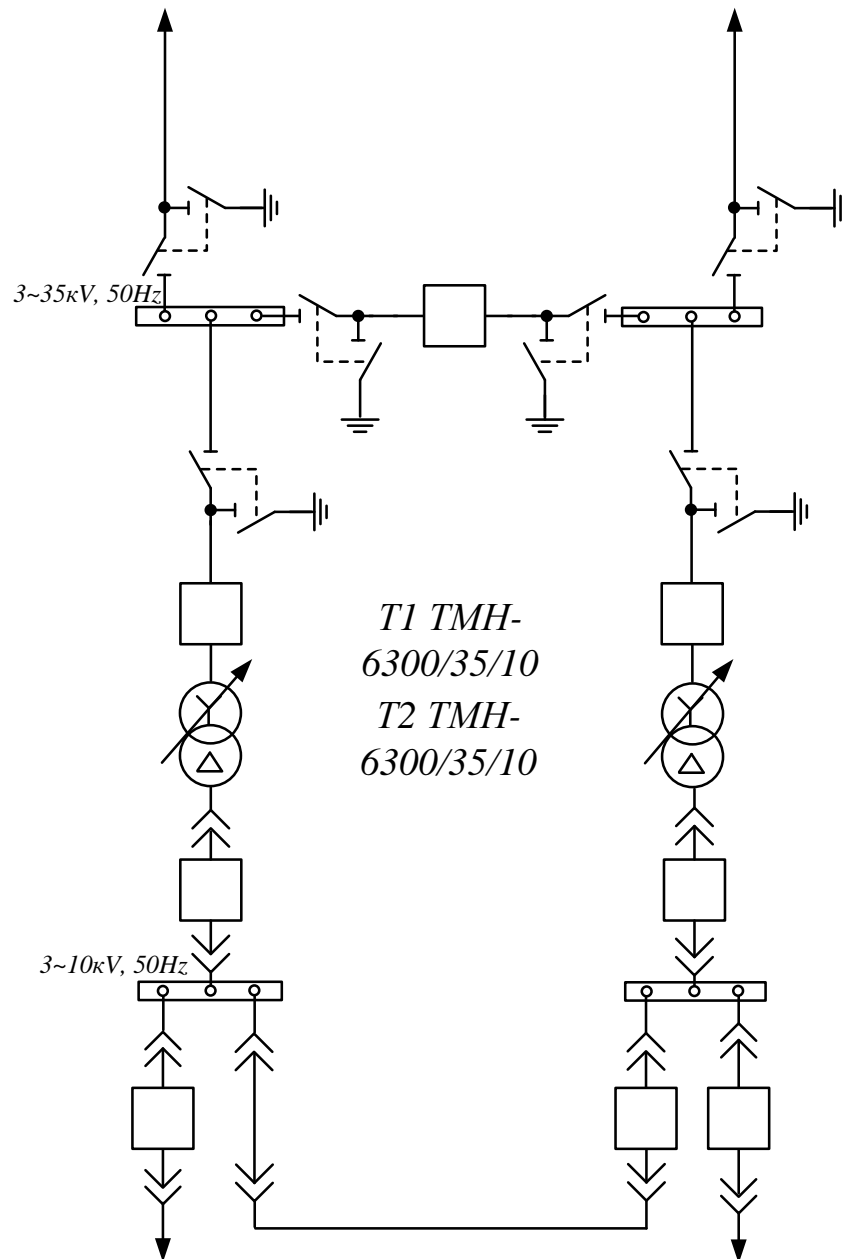


Рисунок 11 – Однолинейная схема подстанции КС-27

Распределительное устройство высокого напряжения на подстанции КС-27 принимаем по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов»,

оно отвечает всем предъявляемым к нему требованиям по надежности и скорости обслуживания со стороны оперативного персонала, в качестве защитных аппаратов на высокой стороне расположены выключатели напряжением 35 кВ которые предназначены для отключения токов короткого замыкания а также номинальных токов, при выводе в ремонт оборудования, либо при других каких-либо ситуациях.

Данная схема обладает очень простой конструкцией, минимальным количеством коммутационных аппаратов, а также минимальными капиталовложениями при этом она является довольно надежной.

Со стороны низкого напряжения на данной подстанции принята схема «две секции шин с секционным выключателем» при этом данная схема также обладает очень высокой надежностью обладает, резервированием, то есть при отключении какого-либо трансформатора отключения потребителей не происходит благодаря включению в работу секционного выключателя по средству АВР, вся нагрузка при этом передается на оставшийся в работе трансформатор.

## **10.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС КС-27 и выбор оптимального**

В данном разделе рассмотрим варианты конструктивного исполнения ПС КС-27, при этом следует отметить два основных варианта — первый это открытое распределительное устройство высокого напряжения и распределительное устройство низкого напряжения расположенное в отдельном помещении с использованием выключателей выкатного типа в составе КРУ, второй вариант это полностью закрытая подстанция в которой все оборудование расположено в едином здании включая силовые трансформаторы, рассмотрим достоинства и недостатки каждого типа ПС.

Открытая подстанция применяется в основном если имеется значительная площадь для расположения оборудования, при этом не допускается расположение такого объекта в густо населенной жилой застройке по условиям

экологичности. Стоимость сооружения первого варианта с открытым распределительным устройством ниже чем второй вариант.

Полностью закрытая подстанция применяется соответственно в густонаселенных жилых районах если нет возможности сместить ее в другое место, применяемое оборудование и строительство значительно большего здания увеличивает стоимость реализации данного объекта по сравнению с первым вариантом. Дополнительно к стоимости второго варианта добавляются затраты на системы пожаротушения силовых трансформаторов и систему их охлаждения.

В данной работе ПС КС-27 располагается на открытом пространстве при этом имеется значительная территория для размещения первого варианта данного объекта с применением открытого распределительного устройства 35 кВ, следовательно, для снижения стоимости реализации данного проекта принимаем первый вариант подстанции.

### 10.3 Выбор выключателей 35 кВ

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции КС-27 для разъединителей QS1, 2 согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы двух силовых трансформаторов при питании от одной питающей линии) [6]:

$$I_{\text{м}} = \frac{2 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} + I_{\text{тп}} \quad (54)$$

где  $S_{\text{тном}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (кВ);

$I_{\text{тп}}$  – ток транзита через РУВН (А);

$$I_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} + 11,17 = 208,11 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для выключателей Q1, 2 и разъединителей QS3, 4, 7, 8, трансформаторов тока ТА1, 2 согласно графической

части работы (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме) [6]:

$$I_{.м} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (55)$$

$$I_{.м} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,10 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для вводных выключателей Q13, 8 согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме) [6]:

$$I_{.м} = \frac{S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (56)$$

$$I_{.м} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 509,3 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для секционного выключателя QB 10 кВ согласно графической части работы (расчетный ток определяется из половины максимального тока вводного выключателя)

$$I_{.м} = \frac{509,3}{2} = 254,65 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для одного из выключателей отходящего фидера (расчетный ток определяется согласно данным о нагрузке на каждом фидере):

$$I_{.м} = 73,15 \text{ (A)}$$

Принимаем по номинальному току и напряжению вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Результаты выбора показаны в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор выключателя 35 кВ Q1, 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,10 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,21 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

#### 10.4 Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для подстанции КС-27 первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор вводного выключателя 10 кВ Q8, 13

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 509,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Таблица 30 – Выбор секционного выключателя 10 кВ QV

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 254,65 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 31 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 73,15 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

### 10.5 Выбор и проверка разъединителей.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Результаты выбора показаны в таблице 32.



Таблица 32 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS1, 2

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 208,11 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

Таблица 33 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS3, 4, 7, 8

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

## 10.6 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (57)$$

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ . Сопротивление проводов [6]:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (58)$$

где  $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$  – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (59)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая измерительными приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и вводных выключателей 10 кВ подстанции КС-27

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ) [6]:

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1, 2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/600 для установки в ячейки вводных выключателей Q8, 13. Сравнение параметров приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{макс} = 509,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА <sup>2</sup> с	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Проводим выбор трансформаторов тока для секционного выключателя

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ подстанции КС-27

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Сумма		0,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока 10 кВ для секционного выключателя типа ТПЛК-10/300 . Сравнение параметров приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 254,65 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 140 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Проводим выбор трансформаторов тока для присоединения 10 кВ

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока присоединения 10 кВ подстанции КС-27

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Сумма		0,62

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока 10 кВ для выключателя присоединения типа ТПЛК-10/75. Сравнение параметров приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{номсети} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75\text{А}$	$I_{макс} = 73,15\text{А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140\text{кА}$	$i_{уд} = 33,5\text{кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$58800\text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	$15\text{Ом}$	$0,55\text{Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 10.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке [6]:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность вторичных цепей;

$S_2$  - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции КС-27

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	4	4
Счетчик РЭ			
Варметр	СК3021-1	4	1,5
Ваттметр	СК3021-1	4	1,5
Сумма			36

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 36 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Таблица 44 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

### 10.8 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-90/16 мм<sup>2</sup> так же как и отходящая линия. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток ВН составляет 208,11 А, при этом длительно допустимый для провода АС 95/16 составляет 330,0 А, следовательно шины проходят проверку.

### 10.9 Выбор и проверка жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции КС-27. Максимальный рабочий ток составляет 346,51 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см<sup>2</sup>),

длительно допустимый ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (60)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{577,03}}{91} \cdot 1000 = 0,26 \text{ (см}^2\text{)}$$

где  $B_k$  – тепловой импульс.

$C$  - коэффициент для алюминия.

Проводим расчет теплового импульса [6]:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (61)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая тока КЗ для шин НН (кА);

$t_{omk}$  - максимальное время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты (сек);

$T_a$  - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 13,8^2 \cdot (3,0 + 0,03) = 577,03 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{577,03}}{91} \cdot 1000 = 0,26 \text{ (см}^2\text{)}$$

Проверка механической прочности [6]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (62)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)}$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).  
 $Q$  - сечение проводника ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции [6]:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (63)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \quad (\text{см}^3 \times \text{см})$$

Наибольшее усилие [6]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (64)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 54,41 \quad (\text{Н/м})$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А).  
 $a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции [6]:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (65)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \quad (\text{см}^3)$$

Механическое напряжение в проводе [6]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (66)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{33500^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \quad (\text{МПа})$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток КЗ на шинах 10 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.



### 10.10 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению [6]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (67)$$

2) по допустимой нагрузке [6]:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (68)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия, воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции КС-27, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как [6]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (69)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{33500^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции КС-27.

### 10.11. Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 45 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции КС-27.

Таблица 45 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ	1,38×3
Обогрев приводов выключателей В-35 кВ	1,6×2
Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ	0,33×15
Обогрев РУ 10 кВ	8,0
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	2,0
Цепи сигнализации	0,1
Расчетная полная мощность потребителей	22,61

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции КС-27 [6]:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (70)$$

$$S_p = \frac{22,61}{2 \cdot 0,7} = 16,15 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 10.12 Выбор ОПН 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

### 10.13 Выбор ОПН 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 47.

Таблица 47 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 5,77 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 5,77 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,58	6,27	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

### 10.14 Оперативный ток

В качестве рода тока принимаем переменный промышленной частоты, при этом источником питания служат трансформаторы собственных нужд. Выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для преобразования переменного тока в постоянный, при этом выключатели 10 кВ имеют привод в виде электродвигателей завода пружин на переменном токе, цепи сигнализации так же питаются переменным током.

## 11 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС КС-27

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах ПС КС-27 принимаем следующие:

- дифференциальная поперечная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах;

- газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора;

- максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах;

- защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

### 11.1 Дифференциальная защита

Все защиты трансформаторов ПС КС-27 организуем на базе микропроцессорного терминала ЭКРА 247

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия [1]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (71)$$

где  $I_{ТТН}$  – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ  $K_{ТА}$ .

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме [1]:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (72)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP} \quad (73)$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (74)$$

где  $K_{OTC}$  – коэффициент отстройки,  $K_{OTC} = 1,1$ ;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$  о.е.;

$\Delta U_{РЕГ}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{РЕГ} = 0,02$  о.е.;

$\Delta f_{ВЫР}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$  о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом [1]:

$$K_{10} \wedge = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (75)$$

где  $I_{1НОМТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (76)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают  $I_{СКВ} = 3$ ,

$K_{ПЕР} \wedge = 1,5$ ,  $K_{ПЕР} \ddot{=} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (77)$$

Значения  $I_{d\min}^*$  и  $K_{T1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока [1]:

$$I_{BH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98,31 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 346,41 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{98,31}{150} \cdot 5 = 3,6 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{346,41}{400} \cdot 5 = 4,32 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫП}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (78)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

## 11.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 6300 кВА на подстанции КС-27, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов ПС КС-27

### 11.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС КС-27 с действием на отключение определяется следующим образом [1]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{omc}}{k_e} \cdot I_{номВН} \quad (79)$$

$$I_{CЗТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 98,31 = 129,03 \text{ (А)}$$

где  $k_{omc}$  – коэффициент отстройки принятого типа реле.

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{129,03}{(150/5)} = 4,3 \text{ (A)}$$

#### 11.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС КС-27.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС КС-27 [1]:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (80)$$

$$I_{C3T} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 98,03 = 220,56 \text{ (A)}$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска;

$$k_u = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{C3}} \quad (81)$$

$$k_u = \frac{13,8 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{220,56} = 5,6$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{220,56}{(150/5)} = 7,33 \text{ (A)}$$



## 12 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ КС-27

Молниезащита это комплекс специальных устройств которые должны обеспечивать безопасность людей и охраны зданий и сооружений оборудования, материальных ценностей от возможных взрывов возгораний возникающих при воздействии грозových перенапряжений.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода [28]:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (82)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

$$h_{\text{эфл}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) [28]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (83)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2) [28]:

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (84)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (85)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта [28]:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (86)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Подробная схема молниезащиты показана в графической части работы.

### 13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ КС-27

Основные размеры подстанции КС-27 необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления подстанции [28]:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (87)$$

$$S = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как [28]:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (88)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов [28]:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (89)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{33,15^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания РУ (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как [28]:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (90)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1,$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (91)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем изначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке определяется как [28]:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (92)$$

$$L_n = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек [28]:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (93)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки [28]:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (94)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке [28]:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2716} (11+1) = 1250,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке [28]:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (96)$$

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74$$

Принимаем:  $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления [28]:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) \quad (97)$$

$$R_C = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 1,44 \text{ (Ом)}$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент [28]:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (98)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(50 + 320) \cdot (33,5 + 45)}} = 1,64$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя [28]:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (99)$$

$$R_H = 1,44 \cdot 1,64 = 2,36 \text{ (Ом)}$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого 4 Ом

## 14 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ КС-27

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

### 14.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции КС-27 для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых

неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих



вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции КС-27 принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

## **14.2 АЧР**

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС КС-27 применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной ВКР рассмотрен вариант проектирования и подключения подстанции «КС-27» напряжением 35/10 кВ к существующим электрическим сетям. Выполнено обоснование конструкции распределительных устройств всех номинальных напряжений данной подстанции. Произведен расчет рабочих токов нагрузки и токов короткого замыкания в характерных точках. Произведен выбор основного электротехнического оборудования для всех распределительных устройств. Выбраны провода линий электропередачи для питания рассматриваемой ПС.

### **Безопасность**

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках при строительстве ПС «КС-27»:

*Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:*

Работы в действующих электроустановках на ПС «КС-27» должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование

оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В на ПС «КС-27» при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием на ПС «КС-27» (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

*Безопасность при работе по наряду допуску:*

При работе в действующих электроустановках на ПС «КС-27», работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону, то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов, выдающего наряд.

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлён одновременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены, то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 В на ПС «КС-27» допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например, это может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

#### *Безопасность при работе по распоряжению*

В электроустановках до 1000 В на ПС «КС-27» может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после

окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе.

Распоряжение отдается непосредственно лицу, выполняющему работу, а также оно отдается и допускающему, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 В оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более одного часа то она должна выполняться по наряду.

*Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:*

В электроустановках до 1000 В на ПС «КС-27» могут выполняться небольшие по объему виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе который подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы распространяются только на электроустановки до 1000 В и могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания, которые определяют виды работ, выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ, которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала, который непосредственно управляет ремонтным

персоналом, а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

### **Экологичность**

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации постоянный характер.

#### *Воздействие на атмосферный воздух*

Влияние на воздушный бассейн района работ *при строительстве* объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и

сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутилацетат, ксилол, толуол, уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.



### *Воздействие на земли и почвенный покров*

*При проведении работ* возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),
- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

### *Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух*

#### *Этап строительства*

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;

- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;

- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

#### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

*Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды*

#### *Этап строительства*

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.

- минимальное использование на площадке строительной техники.

- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;

- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;

- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

#### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах ПС КС-27.

На подстанции КС-27 устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/35/10 с размерами (м) 4,25×3,42×4,08 и массой масла 5,35 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,0 м (при массе масла от 2 до 10 тонн) [23].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [23].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [23].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (100)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонны.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{5,35}{0,88} = 6,08 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (101)$$

где  $A$ ,  $B$  – длинна и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,88 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\sigma n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (102)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\sigma n} = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,59 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\sigma n}) \cdot 10^{-3} \quad (103)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,88 + 62,59) \cdot 10^{-3} = 34,73 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (104)$$

$$V_{mmH_2O} = 6,08 + 0,8 \cdot 34,73 = 33,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH_2O}$

:

$$H_{mn} = \frac{V_{mM}H_{2O}}{S_{mn}} \quad (105)$$

$$H_{mn} = \frac{33,86}{33,88} = 1,0 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [23]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [23]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [23]:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (106)$$

$$H_{nmp} = 1,0 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)}$$

### **Чрезвычайные ситуации**

Пожарная безопасность на ПС «КС-27» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «КС-27» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «КС-27» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на ПС «КС-27» обеспечивается [22]:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих

веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;

- предотвращением распространения пожара за пределы;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей из пожара;

- системами оповещения о пожаре;

- применением пожарной сигнализации;

- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);

- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на ПС «КС-27».

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования,

классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ПС «КС-27» применяются установки водяного, пенного, газового пожаротушения. Тушение пожара водой на ПС «КС-27» является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ ПС «КС-27» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории ПС «КС-27» необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

В помещении закрытого распределительного устройства 10 кВ на ПС «КС-27» переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [22].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемое помещение закрытого распределительного устройства 10 кВ. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Пожарная безопасность на подстанции КС-27 предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на подстанции КС-27 являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на подстанции КС-27 составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на подстанции КС-27 обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.



Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на подстанции КС-27.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На подстанции КС-27 применяются установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на подстанции КС-27 является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ подстанции КС-27 определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции КС-27 необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на подстанции КС-27 размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

#### *Требования организации подготовки персонала*

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить подготовку по пожарной безопасности в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;

- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;

- специальной подготовки персонала;

- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведения противопожарных тренировок;

- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;

- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности. Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

На каждом энергетическом предприятии приказом первого руководителя устанавливаются:

Порядок, сроки и места проведения противопожарных инструктажей, занятий по пожарно-техническому минимуму и других форм обучения в соответствии с "Программой подготовки персонала по пожарной безопасности в электроэнергетической отрасли" и действующими нормативными документами по профессиональной подготовке персонала.

Список ИТР, рабочих и служащих соответствующих структурных подразделений, работники которых должны проходить обучение по программе пожарно-технического минимума.

Порядок и периодичность проверки знаний ИТР, рабочих и служащих по правилам пожарной безопасности с записью в личные удостоверения и соответствующие протоколы и журналы.

Все ИТР, рабочие и служащие, поступающие работать на энергетические предприятия, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и

студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж проводит специалист объектовой пожарной охраны, а при ее отсутствии - назначенный приказом по предприятию специалист или начальник структурного подразделения, принимающий нового работника. Вводный инструктаж по пожарной безопасности допускается проводить одновременно с вводным инструктажем по охране труда.

О проведении вводного инструктажа делается запись в специальном журнале.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится в специально оборудованном для этой цели помещении и ставит своей целью ознакомить вновь поступившего работника:

С общими правилами пожарной безопасности, которые следует выполнять на территории, в цехах и на других объектах энергетического предприятия или подстанции.

С особенностями пожарной безопасности на производственном участке или в службе, куда он направляется на работу.

С основными правилами применения первичных средств пожаротушения и мерами безопасности при пользовании ими.

С имеющимися средствами и системами извещения о пожаре и порядком вызова пожарной помощи.

С особенностями тушения пожара на электроустановках.

Лица, не прошедшие вводный инструктаж по пожарной безопасности, к работе не допускаются.

При проведении первичного, повторного (периодического) и внепланового инструктажей, которые проводятся на рабочем месте ответственным должностным лицом (производственного участка, мастерской, лаборатории, склада), в тематику их обязательно включаются вопросы по пожарной безопасности.

Указанные инструктажи должны проводиться при переводе рабочих и служащих из одного цеха в другой. О проведении указанных инструктажей производится запись в журнале.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам.

По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом (протоколом, ведомостью).

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий на этих предприятиях должны создаваться пожарно-технические комиссии.

Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя энергетического предприятия в составе: главного технического руководителя (председатель), начальника пожарной охраны (при ее наличии), начальника добровольного пожарного формирования (ДПФ), начальников основных производственных цехов, специалистов по водоснабжению и автоматическим установкам пожаротушения, а также других лиц по усмотрению руководителя предприятия.

Свою работу пожарно-технические комиссии должны проводить в соответствии с "Положением о пожарно-технических комиссиях на предприятиях и в организациях электроэнергетической отрасли".

Для проведения мероприятий по улучшению противопожарного режима, контролю за состоянием первичных средств пожаротушения и совершенствованию организации тушения возникших загораний и пожаров на энергетических предприятиях могут создаваться добровольные пожарные

формирования (ДПФ). Организация и определение численного состава ДПФ, а также страхование его членов возлагаются на руководителя предприятия.

В состав ДПФ приказом по энергетическому предприятию включаются ИТР, рабочие и служащие на добровольных началах по их письменному заявлению.

Начальник ДПФ и его заместитель назначаются из специалистов или цеховой администрации. Начальник ДПФ планирует учебу, проведение тренировок и учений, а также работу по контролю за средствами пожаротушения.

Не реже 1 раза в год руководитель предприятий обязан заслушать отчет членов пожарно-технической комиссии и начальника ДПФ предприятия о проделанной работе за отчетный период.

Для обучения персонала предприятий быстрым и правильным действиям при ликвидации пожара, в том числе совместно с пожарными подразделениями, должны проводиться противопожарные тренировки в соответствии с требованиями "Инструкции по организации противопожарных тренировок на предприятиях и в организациях электроэнергетики". Противопожарные тренировки допускается совмещать с противоаварийными тренировками.

Проведение противопожарных тренировок является одной из основных форм обучения персонала. Для приобретения практических навыков тушения реальных очагов горения первичными средствами пожаротушения и с помощью передвижной техники (пожарных автомашин, мотопомп и др.) следует использовать пожарные тренажеры на территории предприятий или полигоны энергосистем. Необходимо чередовать противопожарные тренировки на объекте и полигоне.

#### *Порядок организации работ при ликвидации аварий*

Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативно-техническим документом.

Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечивается безопасность людей и сохранность оборудования.

Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями предприятия при обязательном применении всех защитных средств.

При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями предприятия.

Оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защиты оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее работником. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного работнику, получающему распоряжение.

Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

О каждой операции по ликвидации аварии докладывается вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство энергосистемы (объединенной, единой энергосистем), электростанции извещается о

происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы (объединенной, единой энергосистем) по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, оперативный персонал указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения персонал его выполняет.

В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Диспетчер энергосистемы срочно информируется начальником смены электростанции о возникновении аварии.

Начальник смены электростанции во время ликвидации обще станционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет начальника смены электростанции и персонал центрального щита управления.



Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

Во время ликвидации аварии находящийся на дежурстве персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, дежурный персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Рабочее место оставляется:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по распоряжению работника, руководящего ликвидацией аварии.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он одновременно не является и дежурным подстанции, при ликвидации аварии, как правило, находится в помещении диспетчерского пункта.

Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готовится к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями инструкций.

Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производится; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера энергосистемы также о следующих нарушениях: об автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, резком снижении напряжения в контрольных точках, перегрузке генераторов и работе АВР, возникновении качаний, внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее, о работе защит на отключение, работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики, об отключении генерирующего оборудования.

Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание. Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2 - 3 мин. связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии принимаются меры для восстановления связи.

В инструкции предприятия указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, которые самостоятельно не выполняются.

Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, как правило, единолично принимает решения, осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы

оборудования и ликвидации аварии. Распоряжения руководителей энергообъединения, электростанции, предприятия и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии и до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Находящиеся на диспетчерском пункте главный диспетчер, начальник центральной диспетчерской службы или их заместители берут руководство ликвидацией аварии на себя или поручают его другому работнику, если считают действия диспетчера неправильными. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном журнале.

При ликвидации аварии на электростанции начальники смен цехов (блоков) сообщают начальнику смены станции о всех нарушениях нормального режима работы и выполняют все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, выполняет распоряжения начальника смены станции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

На электростанциях начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому работнику. О замене необходимо поставить в известность начальника смены электростанции и оперативный персонал смены.

Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия или района электрических сетей энергосистемы, органов диспетчерского управления объединенными (единой) энергосистемами находятся лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц определяется в установленном порядке.

По окончании ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

Ответственным за поддержание (регулирование) частоты электрического тока в ЕЭС в соответствии с требованиями ГОСТ является диспетчер ЦДУ ЕЭС или диспетчер ОДУ (энергосистемы) в изолированно работающей ОЭС (энергосистеме).

Кроме того, в поддержании нормального уровня частоты обязаны участвовать все энергосистемы, работающие параллельно.

Для этого каждая энергосистема (ОЭС) должна выполнять заданный суточный график сальдо-перетока мощности с коррекцией его величины в зависимости от уровня частоты.

Если для регулирования частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) назначена отдельная электростанция или несколько электростанций, то диспетчер, ответственный за регулирование частоты, разгружая или загружая другие электростанции, обеспечивает ей необходимый регулировочный диапазон.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС или энергосистеме) при потере генерирующей мощности или возрастании потребления диспетчеры энергосистем (ОДУ) не должны своими действиями отрицательно влиять на режим работы остальных энергосистем (ОЭС) - например, разгружать электростанции для сохранения своего сальдо-перетока мощности.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) диспетчеры избыточных энергосистем не должны снижать выдачу, а дефицитных энергосистем - увеличивать прием своего сальдо-перетокам мощности, а при

недопустимо низком уровне частоты или дальнейшем ее снижении по команде диспетчера, регулирующего частоту, должны повысить задаваемые значения резервов мощности.

Диспетчер энергосистемы (ОЭС), в которой произошла потеря генерирующей мощности, должен использовать все имеющиеся собственные резервы мощности (по согласованию с вышестоящим диспетчером), а также через диспетчера, ответственного за регулирование частоты, найти и согласовать использование резервов мощности других энергосистем (ОЭС) с учетом пропускной способности связей.

При внезапном понижении частоты (в течение нескольких секунд, при потере значительной генерирующей мощности или выделении отдельных ОЭС, энергосистем, регионов или узлов с дефицитом мощности) на 0,1 Гц и более от предшествующего установившегося значения диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний приборов диспетчерского пункта, опроса подчиненного оперативного персонала и сообщений с мест определить причины понижения частоты, выяснить состояние и режим работы контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей и принять меры по восстановлению частоты до уровня, установленного ГОСТ (если не поступили другие указания или распоряжения руководства), путем использования резервов мощности в энергосистемах, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям.

При потере генерирующей мощности, отключении энергоблоков, линий электропередачи или погашении подстанции начальник смены электростанции, диспетчер энергосистемы обязан немедленно сообщить вышестоящему диспетчеру об аварийных отключениях и принять меры по ликвидации нарушения.

При внезапном (в течение нескольких секунд) повышении частоты на 0,1 Гц и более против установившегося значения диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний устройств телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений подчиненного оперативного

персонала определить причины повышения частоты, выяснить состояние и режим работы межсистемных и внутрисистемных контролируемых связей, а при частоте более 50, 20 Гц принять меры по разгрузке электростанций (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ) и переводу агрегатов ГАЭС в двигательный режим для снижения частоты.

В случае возникновения перегрузки контролируемых связей диспетчеры ОДУ должны самостоятельно принять меры по их разгрузке или перераспределению нагрузок электростанций, обеспечивающих снижение перетоков мощности до допустимых значений.

О всех произведенных действиях по изменению нагрузок электростанций, отключении оборудования электростанций начальники смен станций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы, диспетчер энергосистемы - докладывать диспетчеру ОДУ, а диспетчер ОДУ - диспетчеру ЦДУ ЕЭС.

При повышении частоты выше 50,2 Гц диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны принять меры по разгрузке электростанций для снижения частоты с контролем перетоков мощности по межсистемным и внутрисистемным связям.

При этом для сохранения устойчивости по конкретным связям диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны разгружать электростанции в избыточной части и загружать электростанции (или отключать потребителей) в дефицитной части, добиваясь понижения общего уровня частоты и сохранения устойчивости по связям.

При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС и повышении частоты выше 50,4 Гц оперативный персонал энергосистемы и дежурный персонал электростанций с разрешения диспетчера энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС принимает меры по снижению частоты путем отключения энергоблоков тепловых электростанций и аварийной разгрузки АЭС с блоками типа ВВЭР на 5-10%.

При дальнейшем повышении частоты в отделившейся энергосистеме, ОЭС или изолированно работающем регионе и при достижении значения 51,5 Гц

начальники смен электростанций должны самостоятельно приступить к глубокой разгрузке ТЭС путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, отключения котлов на дубль-блоках, а также отключать энергоблоки.

О произведенных действиях начальники смен электростанций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы.

Диспетчеры энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС должны контролировать действия подчиненного персонала, а также режим контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей. При этом должны быть запрещены или отменены операции, связанные с отключением или планируемым отключением указанных линий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был рассмотрен вопрос проектирования новой ПС КС-27 предназначенной для питания потребителей вновь вводимой компрессорной станции №27 участка газопровода Белогорск - Хабаровск. В данной работе подробно рассмотрен вопрос расчета нагрузок всех потребителей участвующих в технологическом процессе и расположенных на КС №27, выбрано необходимое силовое и иное вспомогательное оборудование для питающей ПС КС-27. Так же в данной работе при подключении ПС КС-27 к системе внешнего электроснабжения разработано несколько конкурентоспособных вариантов и выбран наиболее оптимальный из них как с точки зрения надежности так и с точки зрения экономичности.

Так же в работе рассмотрены различные экономические вопросы связанные с реализацией намечаемой деятельности а так же приведены основные меры безопасности при эксплуатации электротехнического оборудования.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

3 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

4 Безопасность жизнедеятельности : учебник / К.З. Ушаков, Н.О. Каледина, Б.Ф. Кирин, М.А. Сребный. – 2-е изд., стер. – Москва : Горная книга, 2005. – 430 с. – ISBN 5-7418-0135-8. – Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/3433>.

5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок – М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.

6 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.

7 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов /АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. – Благовещенск : Изд – во Амур. гос. Ун – та, 2017. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9036.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf).

8 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. –90 с.

9 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006.

11 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

12 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб.пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

13 Козлов, Александр Николаевич. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6924.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6924.pdf).

14 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

15 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

16 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

17 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

18 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. – 2-е изд., испр. . – М. : Высш. шк., 2008. – 464 с.

19 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : учеб.пособие : рек. УМО / А. М. Половко, С. В. Гуров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб. : БХВ – Петербург, 2006. – 702 с.

20 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А. М. Половко, С. В. Гуров. – СПб. : БХВ-Петербург, 2006. – 558 с.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

23 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

24 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf).

25 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

26 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf).

27 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf).

28 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд. – во Амур. гос. Ун – та, 2015. – 106 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7364.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf)

29 Требования к качеству электроэнергии установлены Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия».

«Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст). Показатели и нормы качества электроэнергии приведены в разделе 4 ГОСТ 32144-2013.

30 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет режимов первого варианта

Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим первый вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	11,39	390,0
2	4	0,00	0,00
1	4	106,27	330,0

Данные по узлам (нормальный режим первый вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	6,90	3,02	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	36,82	5,20	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,53	-1,36	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	10,37	3,73	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,64	-3,64	10

Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК- ПС КС-27)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	102,33	390,0
2	4	101,24	330,0
1	4	-	-

Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК- ПС КС-27)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	5,88	2,89	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	35,14	0,41	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,60	-1,13	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,89	-1,07	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,66	-3,40	10

Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК- ПС Горки)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	-	-
2	4	11,17	330,0
1	4	101,44	330,0

Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК- ПС Горки)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	0,00	0,00	5,87	2,79	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,56	-1,25	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,61	-1,10	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,73	-2,74	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,66	-3,38	10

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет режимов третьего варианта

Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим третий вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	119,54	390,0
2	4	107,75	330,0
4	6	0,00	330,0
6	7	26,66	450,0
6	9	26,90	450,0
9	10	28,79	450,0
9	12	55,21	450,0
12	13	16,01	265,0
15	12	70,26	450,0
15	13	47,90	450,0

Данные по узлам (нормальный режим третий вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Uфакт (кВ)	Uоткл (%)	Uном (кВ)
1	0,00	0,00	6,92	3,29	37,00	5,71	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,85	-0,42	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	34,28	-2,06	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,81	-1,90	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,56	-4,36	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	35,88	2,50	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	35,85	2,43	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	36,21	3,46	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	36,18	3,39	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	36,91	5,45	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	36,88	5,37	35
15	0,00	0,00	7,27	2,12	37,00	5,71	35
8	1,56	0,44	0,00	0,00	10,12	1,16	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	10,19	1,91	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,44	4,39	10

Токовая нагрузка ВЛ (отключение ВЛ ПС СК – ПС Горки третий вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	0,00	390,0
2	4	12,95	330,0
4	6	126,40	330,0
6	7	27,88	450,0
6	9	152,21	450,0
9	10	28,79	450,0
9	12	178,84	450,0
12	13	19,36	265,0
15	12	158,34	450,0
15	13	78,36	450,0

Данные по узлам (отключение ВЛ ПС СК – ПС Горки третий вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Уфакт (кВ)	Уоткл (%)	Уном (кВ)
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	32,17	-8,08	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	32,23	-7,90	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,04	-9,60	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,13	-8,70	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	34,10	-2,56	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	34,08	-2,64	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	36,21	3,47	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	36,19	3,40	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	38,75	9,71	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	38,79	9,83	35
15	0,00	0,00	14,66	6,36	39,00	9,99	35
8	1,56	0,44	0,00	0,00	9,61	-3,91	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	10,19	1,92	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,98	9,84	10



Токовая нагрузка ВЛ (отключение выключателя 35 кВ в сторону ПС – Будукан на ПС Лондоко)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)
1	2	102,41	390,0
2	4	90,36	330,0
4	6	19,62	330,0
6	7	27,95	450,0
6	9	46,14	450,0
9	10	29,99	450,0
9	12	75,43	450,0
12	13	65,72	265,0
15	12	140,52	450,0
15	13	0,00	450,0

Данные по узлам (отключение выключателя 35 кВ в сторону ПС – Будукан на ПС Лондоко)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Uфакт (кВ)	Uоткл (%)	Uном (кВ)
1	0,00	0,00	5,91	2,43	36,00	2,86	35
2	0,00	0,00	0,00	0,00	34,23	-2,20	35
4	0,00	0,00	0,00	0,00	33,76	-3,53	35
3	0,70	0,14	0,00	0,00	9,63	-3,69	10
5	5,85	2,21	0,00	0,00	9,58	-4,19	10
6	0,00	0,00	0,00	0,00	34,08	-2,62	35
7	0,00	0,00	0,00	0,00	34,06	-2,70	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00	34,74	-0,73	35
10	0,00	0,00	0,00	0,00	34,72	-0,81	35
12	0,00	0,00	0,00	0,00	35,80	2,27	35
13	0,00	0,00	0,00	0,00	35,67	1,92	35
15	0,00	0,00	8,24	2,97	36,00	2,86	35
8	1,56	0,44	0,00	0,00	9,60	-3,97	10
11	1,72	0,44	0,00	0,00	9,77	-2,29	10
14	3,94	0,76	0,00	0,00	10,09	0,95	10