

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование воздушных линий напряжением 110 кВ подстанции
Сиваки к компрессорной станции №7 Амурской области

Исполнитель

студент группы 242-об3

подпись, дата

А.П. Рудакова

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Отчет: 128 стр., 14 рисунков, 17 таблиц, 15 источников.

ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В дипломном проекте выполнено обоснование проектирования ВЛ «Сиваки» - «КС-7». Произведен расчет варианта реконструкции подстанции «Сиваки». Дано описание района подстанции, обоснованы изменения в главной схеме электрических соединений подстанции. Произведены расчеты наибольших токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведен выбор и проверка силовых трансформаторов и основного электрического оборудования, релейной защиты и автоматики на ПС. Заземляющее устройство ПС рассчитано по условию требований к напряжению прикосновения. Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на опорах ВЛ 110 кВ.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с строительством газопровода, предназначенного для транспортировки газа Якутского и Иркутского центров газодобычи на Дальний Восток и в Китай требуется строительство компрессорной станции «КС-7». Для подключения «КС-7» к сети необходимо спроектировать 2 ВЛ «Сиваки» - «КС-7». Ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов. Рост электрической нагрузки в районе приведет к увеличению загрузки существующих ВЛ и трансформатора на подстанции Сиваки.

В дипломном проекте было произведено прогнозирование нагрузок на 5 лет, расчет и анализ существующих максимального, минимального, аварийного режимов работы сети, а так же расчет режимов с учетом прогнозирования. Так же произведены расчеты токов КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи был определен ток КЗ, протекающий к месту повреждения. При этом основная цель расчета состояла в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производился приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

На ПС "Сиваки" выбрано основное электрическое оборудование, а именно высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие шины. Оборудование выбиралось по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверялось на термическую и динамическую стойкость при КЗ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика района электрических сетей	10
1.1 Климатическая характеристика района	10
1.2 Описание подстанции Сиваки	11
1.3 Характеристика источника питания	12
1.4 Характеристика электрических сетей района	13
1.5 Анализ существующих режимов	14
2 Разработка подключения подстанции КС-7	10
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок	16
2.2 Выбор компенсирующих устройств	21
2.3 Выбор номинального напряжения	22
2.4 Выбор схемы распределительного устройства на подстанции КС-7	23
2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов	48
2.6 Разработка варианта реконструкции сети ПС Сиваки	48
2.7 Выбор сечения ВЛ Сиваки -КС-7	16
3 Разработка подключения подстанции КС-7	10
4 Проектирование подстанции Сиваки	10
4.1 Выбор и проверка выключателей	23
4.2 Выбор и проверка Разъединителей	23
4.3 Выбор трансформаторов тока	23
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	23
4.5 Выбор гибких шин	23
4.6 Выбор ограничителей перенапряжения	23
5 Проектирование подстанции КС-7	10
5.1 Выбор и проверка выключателей	23
5.2 Технические характеристики КРУ СЭЩ-59	23
5.3 Выбор и проверка разъединителей	23
5.4 Выбор трансформаторов тока	23
5.5 Выбор ограничителей перенапряжения	23

5.6	Выбор жестких шин	23
5.7	Выбор ограничителей перенапряжения	23
5.8	Защита от прямых ударов молнии	23
5.9	Расчет сети заземления	23
6	Конструктивное исполнение ВЛ Сиваки - КС-7	10
6.1	Выбор типов опор	66
6.2	Выбор изоляторов	23
6.3	Расстановка опор по профилю трассы	23
7	Релейная защита и автоматика	10
7.1	Защита линии	66
7.2	Автоматика на подстанции Сиваки	23
8	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети рассматриваемого района	10
8.1	Расчет режимов с помощью ПВК «RastrWin»	66
8.2	Расчет установившихся режимов с помощью ПВК «RastrWin»	10
9	Безопасность и экологичность	10
9.1	Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	23
9.2	Безопасность при строительных и грузоподъемных работах	92
9.3	Безопасность при эксплуатации установок ПС	95
9.4	Противопожарные мероприятия	95
9.5	Экологичность проекта	95
	Заключение	130
	Библиографический список	132
	Приложение А.	
	Приложение Б.	

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Общая характеристика района электрических сетей

Район расположен на северо-западной части Амурской области. Граничит на северо-востоке — с [Зейским районом](#), на востоке — с [Шимановским районом](#), на западе — со [Сковородинским районом](#), на юге по его территории проходит государственная граница России с [КНР](#) по [реке Амур](#).

Климатические условия района (Магдагачинского района), в котором находится реконструируемая подстанция, резко-континентальные с муссонными чертами. Муссонный характер климата выражается преобладанием ветров северо-западных направлений в зимний период и большим количеством осадков в летний сезон. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха.

Зимы продолжительные и холодные, средние температуры в январе составляют $-23...-25$ градусов, в отдельные дни температуры способны опускаться до -30 и ниже. Снежный покров уверенно формируется в начале ноября, из-за малого количества осадков и преобладания ясных и безоблачных дней величина покрова составляет всего 20-25 см. При незначительном снежном покрове происходит существенное промерзание почвы, в отдельных местах почва промерзает на два и более метра.

Весна поздняя и на первоначальном этапе сопровождается ветряной и дождливой погодой.

Лето теплое, на не продолжительных отрезках жаркое. Температуры в июле в среднем составляют $+19...+20$ градусов, возможны повышения до $+25...+27$. Прогноз погоды информирует о частых проливных дождях и грозах.

Осень приносит понижение температур, что влечет за собой установление ясной и сухой погоды, первые ночные заморозки которые могут проявляться с середины сентября. На позднем этапе погода принимает неустойчивый и дождливый характер.

Среднегодовая норма осадков составляет 450 мм.

Глубина промерзания грунтов 3,9 – 4,5 м, оттаивает полностью к началу июля.

Сейсмичность района – 7 баллов.

Средняя скорость ветра — 2,9 м/с.

Район гололедности – II.

Относительная влажность воздуха — 65,2 %

1 . 2 Описание подстанции Сиваки

Реконструируемая ПС 220/110/10 кВ «Сиваки» предназначена для электроснабжения лесной промышленности, золотодобывающего прииска «Октябрьский», экспорта электроэнергии в Китай, снабжения электроэнергией Сивакского леспромхоза, предприятия деревообработки, поселка городского типа Сиваки.

Характеристики реконструируемой подстанции:

1. На подстанции установлены:

один автотрансформатора типа АТДТГН-30000/220/110/6 с

$S_{\text{ном}} = 30 \text{ МВА};$

один автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110/6 с

$S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА};$

2. Число, тип, мощность и напряжение трансформаторов собственных нужд:

2 × ТМ-400-6 с $S_{\text{ном}} = 400 \text{ кВА}, 6/0,4 \text{ кВ};$

3. Распределительные устройства 220, 110 кВ выполнены открытыми (ОРУ), а распределительное устройство 6 кВ выполнено закрытым (КРУ).

4. ОРУ 220 кВ ПС Сиваки выполнено по схеме – мостик с выключателями типа HGF1014-252-31,5/2000 и 2 × ЗАР1DT-245/ЕК-220-50/4000 (линейные и секционный) и разъединителями типа РГН .2-220.

5. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме две рабочих и обходная системы шин с выключателями типа LTB 145D1/B, от ОРУ отходят две ВЛ 110 кВ.

6. Комплектное распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме одна секционированная выключателем система шин. От КРУ 6 кВ отходит 9 линий.

1.3 Характеристика источника питания

Источником питания для данного района является Зейская ГЭС.

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

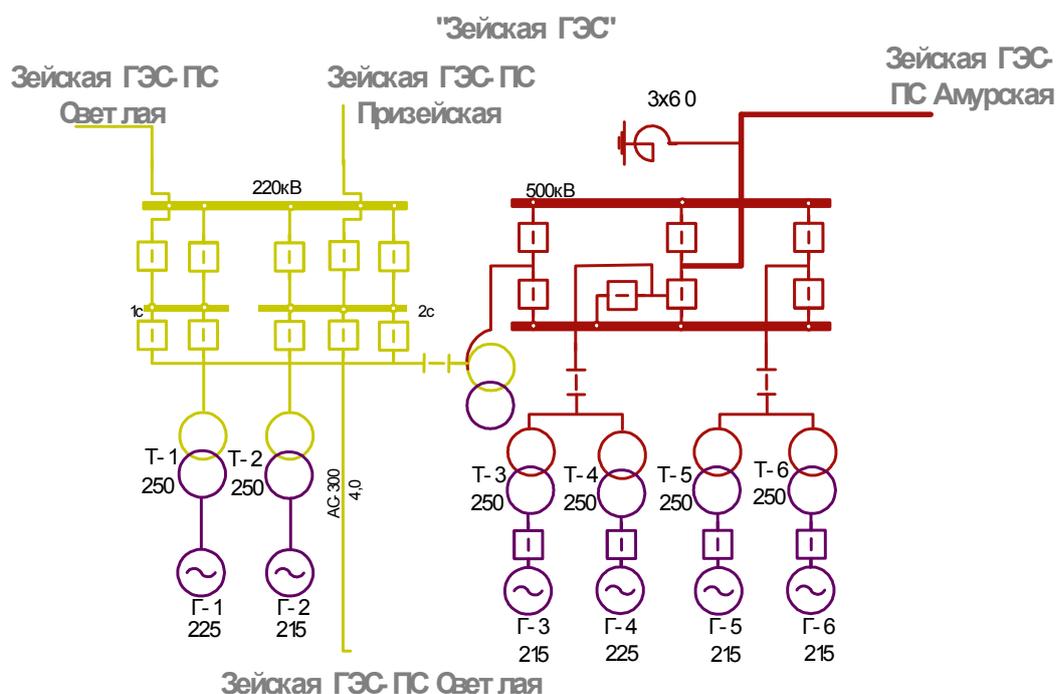


Рисунок 1 – Схема Зейской ГЭС

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: Два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полупотрорная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

1.4. Характеристика электрических сетей района

Одним из крупных потребителей ВЭР ЭС Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской и Дальневосточной

железной дорогой и составляет около 20% от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии, расположенным в ВЭР ЭС Амурской области относятся предприятия добывающей промышленности (12 % от потребления энергорайона) и объекты трубопроводного транспорта (около 1 % от потребления энергорайона), имеющие 1,2,3 категории надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный.

Выдача мощности в ЭС КНР в рассматриваемом районе осуществляется по одной ЛЭП 110 кВ: ВЛ 110 кВ Сиваки-Шипачжань с отпайкой на ПС Байна (отключена в неплановый резерв до заключения договора о поставке электроэнергии).

К объектам трубопроводного транспорта относятся НПС-24 и НПС-27, имеющие 1 категорию надежности.

Развитие основной электрической сети 220 кВ Амурской энергосистемы будет связано:

- Для электроснабжения КС-7 «Сивакинская»: установка двух линейных ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Сиваки; строительство двух ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Сиваки до места расположения КС-7; строительство ПС 110 кВ КС-7.

- Схемы ОРУ –220 кВ ПС «Сиваки», «Ключевая», «Ледяная», «Шимановская», выполнены на отделителях и короткозамкателях, что существенно снижает надежность электроснабжения потребителей. Необходима реконструкция подстанций с заменой блоков КЗ-ОД на выключатели.

- Не обеспечивается надёжное электроснабжение районов Амурской области из за отсутствия резерва в ремонтном и аварийном режиме. На ПС 220 кВ Ключевая, Сиваки замена существующих и установка вторых трансформаторов (63 МВА)

- Повышенное напряжение в сетях 220 кВ северного транзита вдоль БАМ. Требуется установка дополнительных шунтирующих реакторов на ПС «Сиваки», «Ключевая».

- Ограничена выдача мощности Зейской ГЭС в сеть 220 кВ по нагреву

проводов ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Ключевая (АС-300).

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока совместно с ООО «Газпром трансгаз Томск» прорабатывается вопрос электроснабжения пяти компрессорных станций (далее – КС) (КС-3 «Амгинская», КС-4 «Нимнырская», КС-5 «Нагорная», КС-6 «Сковородинская», КС-7 «Сивакинская») проекта МГ «Сила Сибири», определён перечень мероприятий, стоимость реализации, согласованы проекты заявок на технологическое присоединение суммарной максимальной мощностью 31,8 МВт.

1.5 Анализ существующих режимов

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3. Граф рассматриваемой сети представлен на рисунке 2.

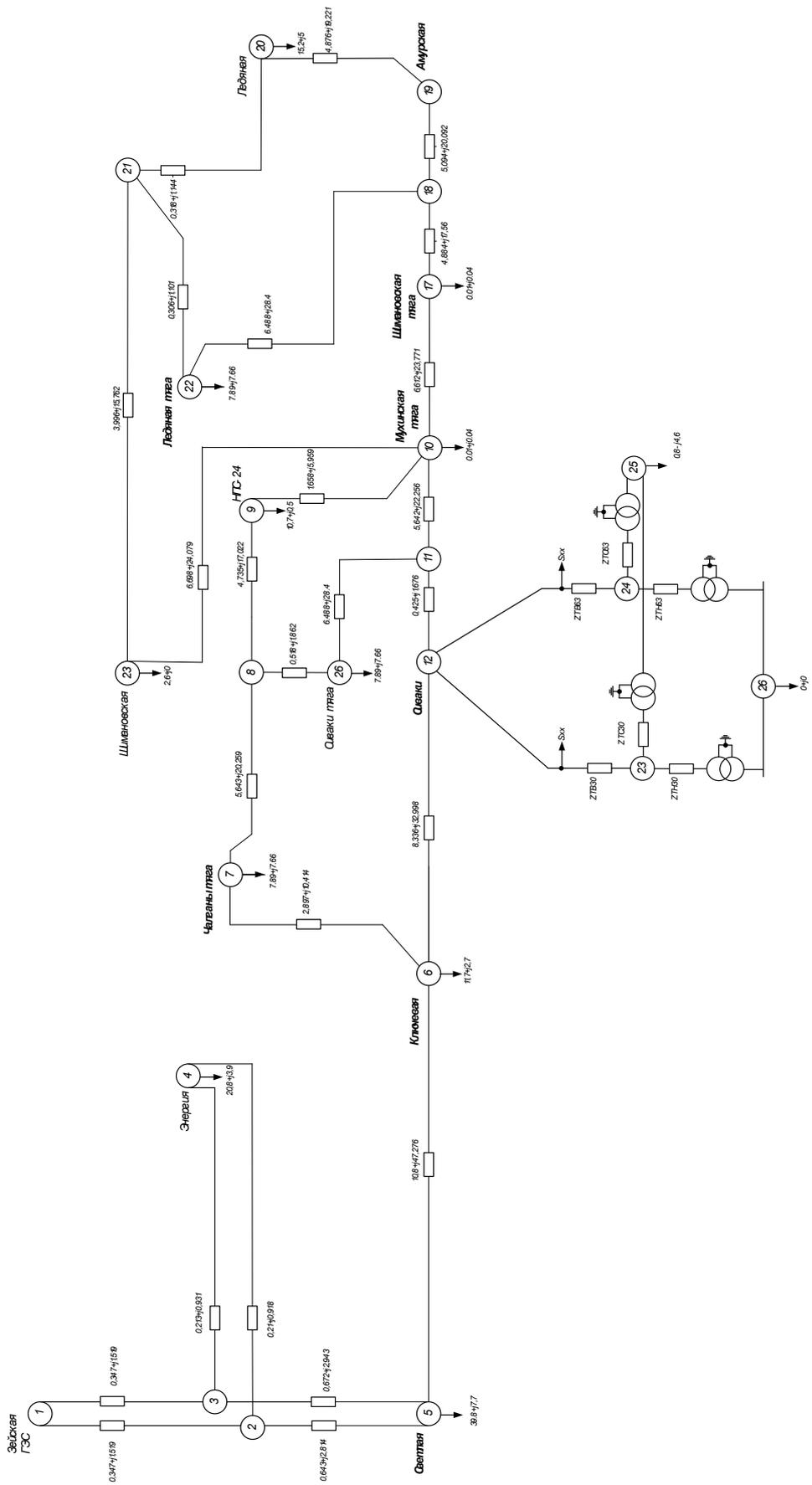


Рисунок 2 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Данные по узлам в режиме зимнего максимума представлены в таблице

1.

Параметры режима работы в графической форме представлены на рисунках 2 и 3.

Данные о режиме работы сети представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Данные по узлам в нормальном режиме работы исходной сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (%)
1	Зейская ГЭС	220			238	8,18
2		220			237,95	8,16
3		220			237,95	8,16
4	Энергия	220	20,8	3,9	237,93	8,15
5	Светлая	220	39,8	7,7	237,9	8,14
6	Ключевая	220	11,7	2,7	238,46	8,39
7	Чалганы тяга	220	6,8	2,7	238,29	8,31
8		220			237,92	8,15
9	НПС-24	220	10,7	0,5	237,3	7,86
10	Мухинская тяга	220	6,5	2,6	237,07	7,76
11		220			237,91	8,14
12	Сиваки	220			237,94	8,16
13		220				
14		220			235,91	7,23
15		6			6,37	6,16
16		110	0,8	4,6	117,95	7,23
17	Шимановская тяга	220	7,9	3,2	235,72	7,15
18		220			234,5	6,59
19	Амурская	220			233	5,91

20	Ледяная	220	15,2	5	234,37	6,53
21		220			234,48	6,58
22	Ледяная тяга	220	6,7	2,7	234,48	6,58
23	Шимановская	220	2,6		235,73	7,15
26	Сиваки тяга	220	4,7	1,9	237,9	8,14

Таблица 2 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы исходной сети при отключении трансформатора АТДЦТН-63000/220/110/6

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	U (кВ)	dU (%)
1	Зейская ГЭС	220	238	8,18
2		220	237,95	8,16
3		220	237,95	8,16
4	Энергия	220	237,93	8,15
5	Светлая	220	237,9	8,14
6	Ключевая	220	238,47	8,4
7	Чалганы тяга	220	238,3	8,32
8		220	237,93	8,15
9	НПС-24	220	237,3	7,87
10	Мухинская тяга	220	237,08	7,76
11		220	237,91	8,14
12	Сиваки	220	237,95	8,16
13		220	235,4	7
14		220		
15		6		
16		110	117,69	6,99
17	Шимановская тяга	220	235,73	7,15
18		220	234,5	6,59
19	Амурская	220	233,0	5,91

20	Ледяная	220	234,37	6,53
21		220	234,48	6,58
22	Ледяная тяга	220	234,48	6,58
23	Шимановская	220	235,74	7,15
26	Сиваки тяга	220	237,91	8,14

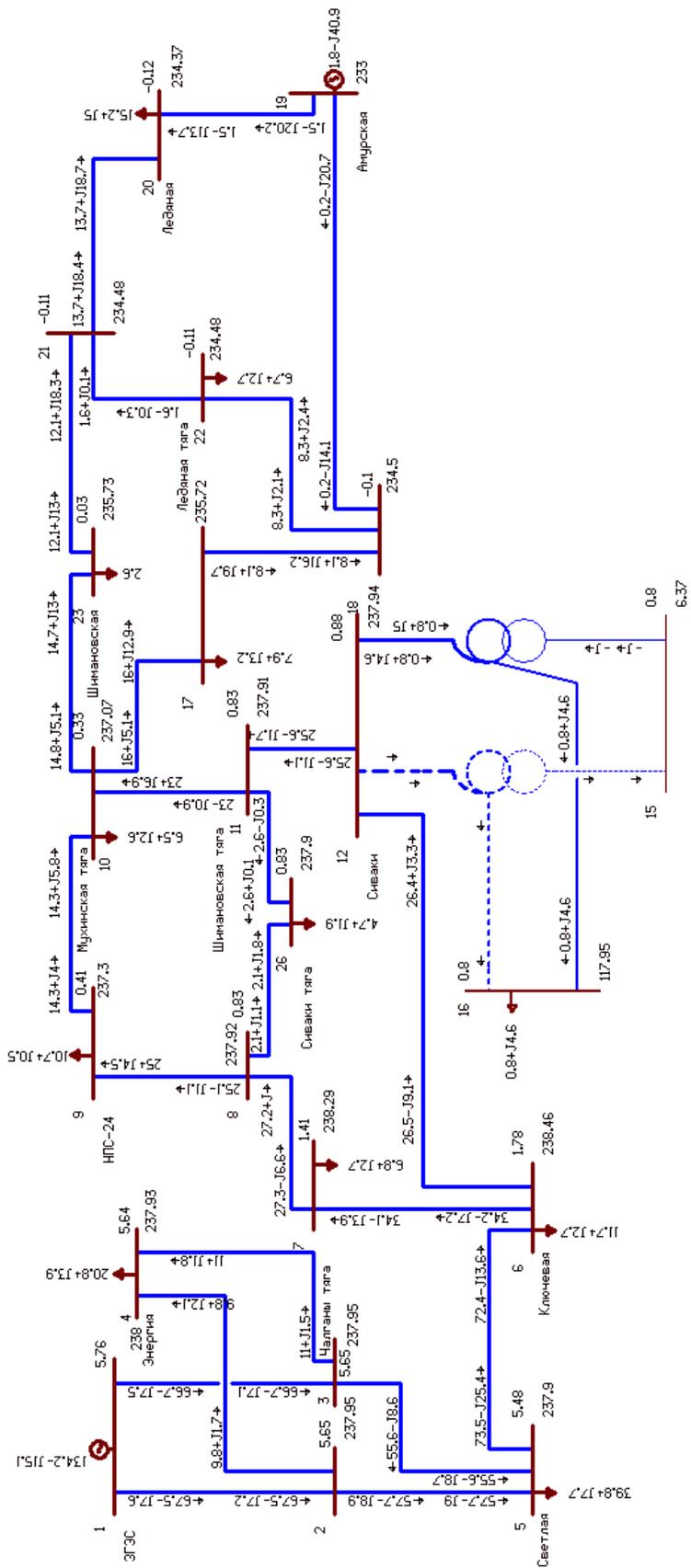


Рисунок 2 - Данные по ветвям в нормальном режиме работы исходной сети

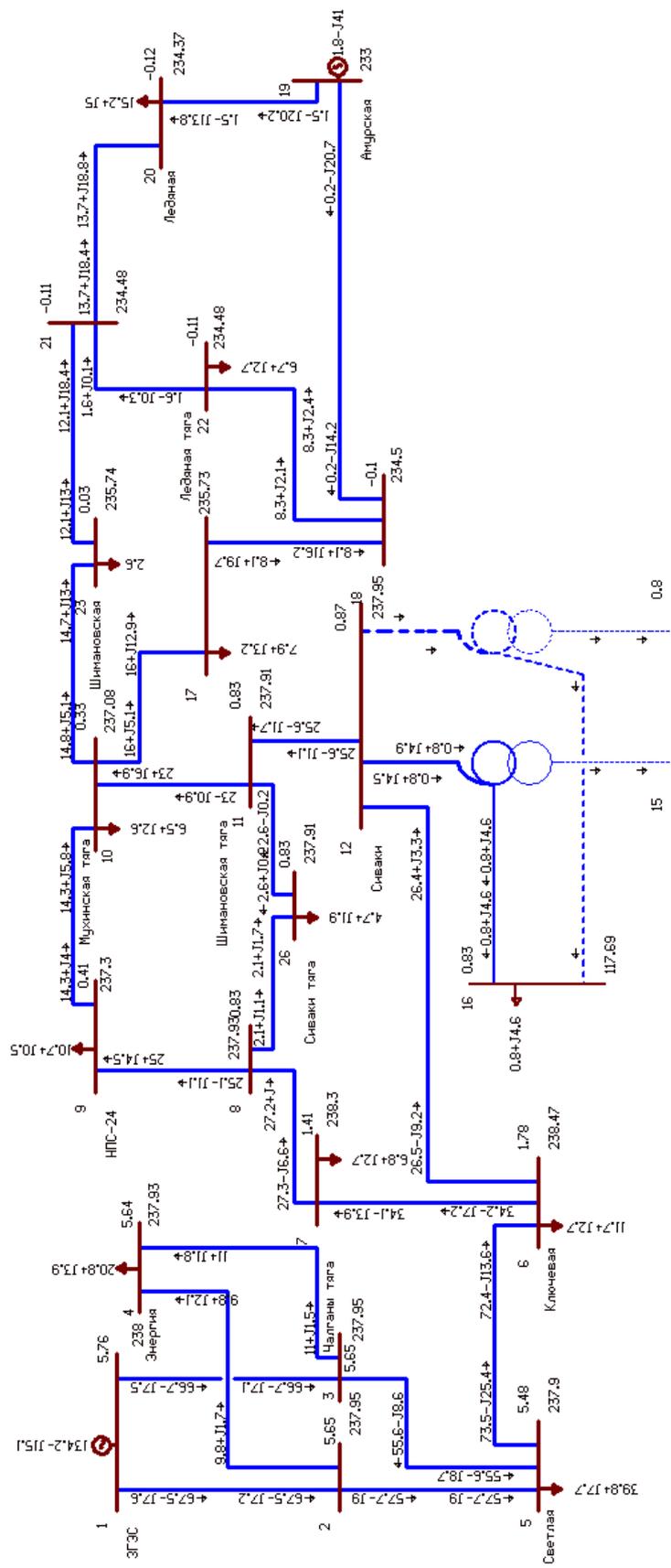


Рисунок 3 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы исходной сети при отключении .

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» отклонения напряжения на шинах подстанции не должны превышать $\pm 10\%$.

В рассматриваемой сети отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режиме не превышают допустимых значений.

2 РАЗРАБОТКА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ КС-7

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок.

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу в 2021 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ 110 кВ.

Формула сложных процентов используемая для прогнозирования электрической нагрузки выглядит следующим образом [4]:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{II}} \quad (1)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение мощности;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

T_{II} – период времени, на который производится прогнозирование (лет);

0,006 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района проектирования согласно среднестатистическим данным СО ЕЭС;

$T_{ПРОГ}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{ТЕК}$ – текущий год

В данном случае на примере ПС «Сиваки» прогноз максимальной активной нагрузки составит:

$$P_i = 0,9 \cdot (1 + 0,006)^{2021-2016} = 2,262 \text{ (МВт)}$$

прогноз максимальной реактивной нагрузки составит:

$$Q_i = 1,2 \cdot (1 + 0,006)^{2021-2016} = 6,09 \text{ (МВт)}$$

Таблица 3 – Результаты прогнозирования нагрузки.

Наименование ПС	Рмакс (МВт)	Qмакс (Мвар)
НПС-24	17,106	0,752
Светлая	64,391	12,21
Сиваки	2,33	6,275
Ключевая	17,969	4,022
Энергия	30,723	5,988
Шимановская	3,296	0
КС-7	11,796	4,333
Ледяная	23,246	7,654
Сиваки тяга	7,598	3,072
Шимановская тяга	12,772	5,173
Ледяная тяга	10,8	4,4
Чалганы тяга	10,993	4,365
Мухинская тяга	10,508	4,203

Расчет по формуле сложных процентов, показывает что в период с 2016 года по 2021 год рост нагрузки составит порядка 26 %, при ежегодном приросте нагрузки 0,6%.

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя $P_{ср.}$, среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф}$, максимальная $P_{мах}$, мощности.

На примере ПС «Сиваки» прогноз средней активной нагрузки в режиме максимальных нагрузок составит:

$$D_{ND.I \hat{A}} = 0,9 \cdot (1 + 0,006)^{2021-2016}$$

$$D_{ND.I \hat{A}} = 0,927 \hat{A} \hat{\Delta}$$

Прогнозирование эффективной нагрузки произведем по следующей формуле:

$$P_{ЭФ.ПРОГ.} = K_{\Phi} \cdot P_{СР.ПРОГ.} \quad (3)$$

где K_{Φ} – коэффициент формы;

$P_{СР.ПРОГ.}$ – средняя прогнозируемая активная мощность.

Коэффициент формы – отношение эффективной мощности к средней.

Он характеризует неравномерность графика во времени.

$$K_{\Phi} = \frac{P_{ЭФ.}}{P_{СР.}} \quad (4)$$

где $P_{ЭФ}$ – эффективная активная мощность;

$P_{СР}$ – средняя активная мощность.

Эффективная активная мощность:

$$P_{ЭФ.} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i} \quad (5)$$

где P_i – величина нагрузки в i час суток;

t_i – количество часов использования данной нагрузки на ПС.

На примере ПС «Сиваки» эффективная активная мощность в режиме максимальных нагрузок составляет:

$$D_{Y\hat{o}.} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left[(1,4)^2 \cdot 3 + (1,5)^2 \cdot 6 + (1,4)^2 \cdot 9 \right]}$$

$$D_{Y\hat{o}.} = 1,139 \hat{A}\hat{o}$$

Аналогично рассчитываем эффективную реактивную мощность ПС.

Тогда коэффициент формы на примере ПС «Сиваки» в период максимальных нагрузок рассчитывается:

$$\hat{E}_{\hat{o}} = \frac{1,139}{0,9}$$

$$\hat{E}_{\hat{o}} = 1,269$$

Используя предварительные расчёты, определим прогнозирование эффективной активной нагрузки на примере ПС «Сиваки» в режиме максимальных нагрузок.

$$P_{\text{эф}} = 1,269 \cdot 0,027$$

$$P_{\text{эф}} = 1,174 \text{ МВт}$$

Подобным образом определили прогнозирование эффективной реактивной мощности ПС.

Результаты расчета остальных вероятностных характеристик необходимые для выбора сечения ВЛ, а также определения мощности компенсирующих устройств устанавливаемых на ПС приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Результаты расчета вероятностных характеристик нагрузки.

Наименование ПС	Рэф (МВт)	Рср (МВт)	Qэф (Мвар)	Qср (Мвар)
НПС-24	8,619	6,813	0,372	0,283
Светлая	32,435	25,63	6,148	4,856
Сиваки	1,174	0,927	3,161	2,499
Ключевая	9,043	7,135	2,018	1,584
Энергия	15,418	12,107	3,014	2,379
Шимановская	1,621	1,224	0	0
КС-7	5,448	3,259	2,183	1,726
Ледяная	11,694	9,222	3,852	3,04
Сиваки тяга	3,828	3,027	1,548	1,224
Шимановская тяга	6,435	5,087	2,607	2,061
Ледяная тяга	5,448	4,315	2,199	1,739
Чалганы тяга	5,339	4,379	2,199	1,739
Мухинская тяга	5,295	4,186	2,118	1,674

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе мощности силовых трансформаторов на ПС которые подлежат реконструкции, и модернизации.

2.2 Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается расчет мощности компенсирующих устройств требуемых к установке на стороне 10 кВ ПС «Сиваки» и «КС 7» для уточнения мощности протекающей по проектируемой ВЛ 110 кВ.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на примере ПС «Сиваки» с учетом прогнозирования. Расчёт проводится по нормативному коэффициенту мощности [1]:

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi_n, \quad (2)$$

где $\text{tg} \varphi_n$ - нормативный коэффициент мощности для 110 кВ – 0,5 (согласно приказа №49 Министерства промышленности и энергетики от 22.02.07)

$$Q_{\text{доп}} = 6,275 - 2,33 \cdot 0,5 = 5,11 \text{ (Мвар)}.$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет положительное значение следовательно требуется установка компенсирующих устройств.

Из требуемого значения находим $Q_{\text{КУ ном}}$, они являются стандартными справочными величинами.

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{\phi 1}^{\text{КУ}} = 2 \cdot n_{\text{КУ}} \cdot S_{\text{КУ}}, \quad (6)$$

где $n_{\text{КУ}}$ – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S_{кy}$ – мощность батарей конденсаторов, МВА.

Принимаем к установке конденсаторные батареи УКРЛ(П)56-6,3(10,5)-2700-450 К.

$$Q_{\dot{o}}^{\dot{o}} = 2 \cdot 2,7 = 5,4 (\text{Мвар})$$

Нескомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{i \dot{a} \dot{n} \dot{e}} = Q_{i \dot{a} \dot{e} \dot{n}} - Q_{\dot{o}}^{\dot{o}}, \text{Мвар. (7)}$$

$$Q_{i \dot{a} \dot{n} \dot{e}} = 6,275 - 5,4 = 0,875 (\text{Мвар})$$

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на ПС «КС-7» с учетом прогнозирования.

$$Q_{\dot{o} \dot{\delta} \dot{a} \dot{i}} = 4,333 - 11,796 \cdot 0,5 = -1,565 (\text{Мвар}).$$

В данном случае не требуется установка компенсирующих устройств.

2.3 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение сети весьма существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При более высоком напряжении повышается пропускная способность линий, имеющих одно и то же сечение проводов, снижаются потери мощности, электроэнергии и напряжения, уменьшается расход материала на провода (за исключением тех случаев, когда сечения проводов выбираются из условий коронирования), упрощаются схемы соединений подстанций, облегчается дальнейшее развитие сети. Все это приводит часто к уменьшению расходов на эксплуатацию сети. В то же время в сетях более высокого напряжения увеличивается стоимость электрооборудования и сооружения линий.

Для внешнего электроснабжения компрессорной станции рекомендуется применять наружное напряжение 110 кВ с максимальным приближением к КС источника питания.

Энергоснабжение объекта «КС-7» от номинального напряжения $U_{н.о.м} = 110 \text{ кВ}$ обеспечит необходимую, первую категорию надежности электроснабжения.

2.4 Выбор схемы распределительного устройства на подстанции

КС-7

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Комплектные трансформаторные подстанции блочные (КТПБ) выпускаются на напряжения 35—220 кВ и предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии переменного тока частотой 50 Гц. Подстанции выпускаются с трехобмоточными и двухобмоточными трансформаторами. Они могут быть стационарными или передвижными на салазках. Данные подстанции выпускаются для нефте- и газодобывающих отраслей, стройиндустрии, горно-добывающей промышленности, где необходима их быстрая установка и демонтаж, возможность перемещения. Конструкция подстанций предусматривает установку высоковольтного электрооборудования без железобетонных элементов. На КТПБ устанавливается один или два силовых трансформатора мощностью от 1 до 125 МВ А. Распределительные устройства напряжением 35, 110 и 220 кВ выполняются открытыми. Для данного проекта выбираем типовую схему «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Обозначение схемы 220-5АН).

2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе дипломного проекта рассматривается выбор основного силового оборудования устанавливаемого на ПС «Сиваки» и на ПС «КС-7». В настоящее время на ПС «Сиваки» установлены автотрансформаторы типа АТДТГН 30000/220/110/6 и АТДЦТН-63000/220/110/6 .

Проверка установленных трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [9]:

$$\hat{E}_{\zeta}^{i i \delta i} = \frac{\sqrt{D_{n\delta}^2 + Q_{i \hat{a}n\hat{e}}^2}}{n_{\delta} \cdot S_{\alpha i i}} \quad (4)$$

$$\hat{E}_{\zeta}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\delta} = \frac{\sqrt{D_{n\delta}^2 + Q_{i \hat{a}n\hat{e}}^2}}{S_{\alpha i i}} \quad (5)$$

где n_T – число трансформаторов.

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

$$\hat{E}_{\zeta}^{i i \delta i} = \frac{\sqrt{0,927^2 + 0,875^2}}{63 + 30} = 0,014 \text{ (Мва)}$$

$$\hat{E}_{\zeta}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\delta} = \frac{\sqrt{0,927^2 + 0,875^2}}{30} = 0,042 \text{ (Мва)}$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют небольшие значения. При таких коэффициентах загрузки так же будет иметься возможность отключения одного трансформатора даже в режиме максимальных нагрузок. Так же учитываем тот факт, что ВЛ 110 кВ Сиваки-Шипачжань с отпайкой на ПС Байна отключена в неплановый резерв до заключения договора о поставке электроэнергии. Данные типы трансформаторов оставляем.

Расчетная мощность трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (Мва) [9]:

$$S_D = \frac{\sqrt{D_{n\delta}^2 + Q_{i \hat{a}n\hat{e}}^2}}{n_{\delta} \cdot \hat{E}_3} \quad (3)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (Мва);

n_T – число трансформаторов;

$Q_{\text{неск}}$ – средняя реактивная мощность нагрузки в зимний период, Мвар;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «КС-7»

.Расчетная мощность трансформатора:

$$S_D = \frac{\sqrt{11,796^2 + 4,333^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,976 \text{ (Мва)}$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН 10000/110 на ПС «КС-7».

Проверяем по коэффициенту загрузки:

$$\hat{E}_\varphi^{i i \partial i} = \frac{\sqrt{11,796^2 + 4,333^2}}{2 \cdot 10} = 0,628 \text{ (Мва)}$$

$$\hat{E}_\varphi^{a a \partial a} = \frac{\sqrt{11,796^2 + 4,333^2}}{10} = 1,257 \text{ (Мва)}$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы находятся в допустимых пределах.

В данном разделе дипломного проекта рассмотрим несколько вариантов реконструкции сети напряжением 110.

2.6 Разработка варианта реконструкции сети ПС Сиваки

Разработка вариантов схем электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

При составлении вариантов схемы нужно учитывать следующие правила:

- 1) обязательный учёт категорийности потребителей по надёжности электроснабжения;
- 2) исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;

3) передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам;

4) применение простых электрических схем РУ с минимальным количеством трансформации;

5) крайне нежелательно объединять маломощные подстанции с крупными, в замкнутых сетях, а так же сложно–замкнутые схемы;

б) вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

В данном случае предусматривается установка двух линейных ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Сиваки ,строительство двух ВЛ напряжением 110 от ПС Сиваки до ПС КС-7 протяженностью 7 км. Такой вариант так же способствует повышению надежности электроснабжения ,так как при отключении одной цепи в работе остается вторая. При этом потребуется существенное изменение распределительного устройства на ПС «Сиваки» так как количество присоединений увеличивается на 2 выключателя. К достоинствам этого варианта относится малая протяженность ВЛ.

Данный вариант оставляем для окончательной разработки.

2.7 Выбор сечения ВЛ Сиваки -КС-7

В данном дипломном проекте рассматривается присоединение ПС «КС-7» к ПС «Сиваки» согласно проекту ВЛ должна иметь номинальное напряжение 110 кВ.

Исходя из вышесказанного определяем сечение ВЛ согласно экономическим токовым интервалам. Расчетный ток в этом сечении рассчитывается по следующей формуле [4]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (6)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{неск}}$ – максимальные активная и реактивная мощности

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равному 1000 - 3000 часов α_T принимается равным 0,9 согласно (ЭТС кн 3).

Определяем значение максимального тока в сечении [3]:

$$I_{\phi} = \frac{\sqrt{11,796^2 + 4,333^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} 1,05 \cdot 0,9 = 62 \text{ (A)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам принимаем для ВЛ проводник марки АС 150/24 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 150 мм² и несущей стальной 24 мм²).

1.12 Расчет токов короткого замыкания.

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Расчет производится в именованных единицах, также будем считать мощность системы как источник бесконечной мощности, то есть напряжение на его зажимах остается практически неизменным при любых изменениях тока подключенной к нему цепи. Расчет начинаем с составления схемы замещения сети.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные

диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Расчет производится в именованных единицах, также будем считать мощность системы как источник бесконечной мощности, то есть напряжение на его зажимах остается практически неизменным при любых изменениях тока подключенной к нему цепи. Расчет начинаем с составления схемы замещения сети.

Электрическая схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведена на рисунке 4

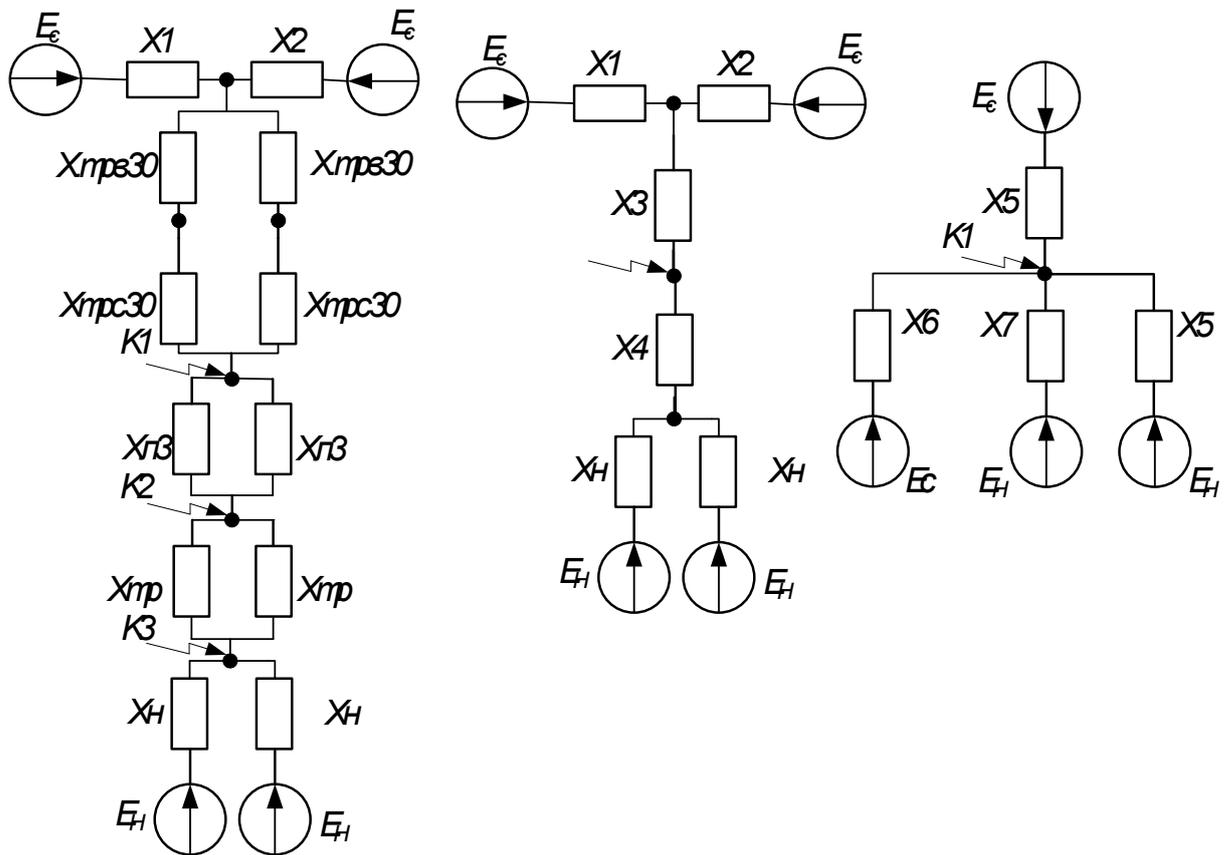


Рисунок 4 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

В расчете вводятся базисные величины $U_{\delta}=110$ кВ и $S_{\delta}=100$ МВА, ЭДС системы принимаем 1, ЭДС нагрузки 0,85.

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9)$$

$$I_{\delta 220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,262 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 10,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Параметры схемы замещения:

Индуктивные сопротивления силовых трансформаторов на ПС «Сиваки»:

$$X_{\text{тп}}^* = \frac{U_{\text{к, \%}} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{к, \%}}$ – напряжение короткого замыкания;

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

$$X_{\text{трс63}}^* = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,175;$$

$$X_{трс63}^* = \frac{35,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,567;$$

$$X_{трс30}^* = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{30} = 0,25;$$

$$X_{трс30}^* = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{30} = 0,25;$$

Индуктивные сопротивления воздушной линии:

$$X_l^* = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2},$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – количество цепей;

$$X_{л1}^* = 0,426 \cdot 77,16 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,068;$$

$$X_{л2}^* = 0,435 \cdot 3,935 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,003;$$

$$X_{л3}^* = 0,406 \cdot 7 \cdot \frac{100}{2 \cdot 110^2} = 0,025.$$

Индуктивные сопротивления системы:

$$X_c^* = \frac{S_b}{S_{КЗ}},$$

где $S_{КЗ}$ – мощность системы, МВА;

$$X_c^* = \frac{100}{4000} = 0,025.$$

Индуктивные сопротивления нагрузки:

$$X_n^* = \frac{1,2 \cdot S_b}{S_{нагр}},$$

$$X_n^* = \frac{1,2 \cdot 100}{6,7} = 17,91.$$

Определяем эквивалентное сопротивление системы для точки $K1$:

$$X_1^* = X_{c1}^* + X_{л2}^*; \tag{10}$$

$$X_1^* = 0,025 + 0,068 = 0,093;$$

$$X_2^* = X_{c1}^* + X_{л1}^*; \tag{11}$$

$$X_2^* = 0,015 + 0,23 + 0,476 = 0,721;$$

$$X_{тр30}^* = \frac{X_{трс30}^* \cdot X_{трз0}^*}{X_{трс30}^* + X_{трз0}^*};$$

$$X_{mp63}^* = \frac{X_{mpc63}^* \cdot X_{mp63}^*}{X_{mpc63}^* + X_{mp63}^*},$$

$$X_3^* = \frac{X_{mp30}^* \cdot X_{mp63}^*}{X_{mp30}^* + X_{mp63}^*}; \quad (12)$$

$$X_3^* = \frac{0,567 \cdot 0,175}{0,567 + 0,175} = 0,133;$$

$$X_4^* = \frac{X_{л3}^* \cdot X_{л3}^*}{X_{л3}^* + X_{л3}^*} + \frac{X_{mp}^* \cdot X_{mp}^*}{X_{mp}^* + X_{mp}^*}; \quad (13)$$

$$X_4^* = \frac{0,025 \cdot 0,025}{0,025 + 0,025} + \frac{1,05 \cdot 1,05}{1,05 + 1,05} = 0,538;$$

$$X_5^* = X_2^* + X_3^* + \frac{X_2^* \cdot X_3^*}{X_1^*}; \quad (13)$$

$$X_5^* = 0,093 + 0,133 + \frac{0,093 \cdot 0,133}{0,029} = 0,113;$$

$$X_6^* = X_1^* + X_3^* + \frac{X_1^* \cdot X_3^*}{X_2^*}; \quad (13)$$

$$X_6^* = 0,029 + 0,133 + \frac{0,029 \cdot 0,133}{0,093} = 0,368;$$

$$X_7^* = X_8^* = X_n^* + X_4^* + \frac{X_n^* \cdot X_4^*}{X_n^*}; \quad (13)$$

$$X_7^* = 17,91 + 0,538 + \frac{17,91 \cdot 0,538}{17,91} = 18,986;$$

Эквивалентное сопротивление схемы для точки $K1$:

$$X_9^* = \frac{1}{Y_5^* + Y_6^* + Y_7^* + Y_8^*}; \quad (15)$$

$$X_9^* = \frac{1}{0,053 + 0,053 + 2,72 + 8,857} = 0,086.$$

Эквивалентная ЭДС для точки $K1$:

$$E_9 = \frac{\sum E_i \cdot Y_i}{\sum Y_i}; \quad (16)$$

$$E_9 = \frac{E_n \cdot Y_1^* + E_c \cdot Y_3^* + E_n \cdot Y_4^*}{Y_1^* + Y_3^* + Y_4^*}; \quad (17)$$

$$E_9 = \frac{0,045 + 1 \cdot 0,045 + 2,72 + 8,857}{0,053 + 0,053 + 2,72 + 8,857} = 0,999.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке $K1$:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_9}{X_9^*} \cdot I_{6220}; \quad (18)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{0,999}{0,086} \cdot 0,262 = 3,062 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке $K1$:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad (19)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,062 = 2,651 \text{ кА}.$$

Определяем начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ:

$$I_{n0} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad (20)$$

$$I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 3,062 = 4,33 \text{ кА}.$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ следует определять как разность мгновенных значений полного тока в момент, предшествующий КЗ, и периодической составляющей тока в начальный момент КЗ. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока в начальный момент времени КЗ:

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (21)$$

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,08}} = 2,717 \text{ кА}.$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\delta}, \quad (22)$$

где $K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot 1,717 = 10,513 \text{ кА}.$$

Аналогично находим токи для других точек КЗ.

Таблица 3 – Значение токов КЗ.

Точка КЗ	$I_{K3}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(2)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА	$i_{A\tau}$, кА	T_a , с	I_{n0} , кА
К1	3,062	2,651	10,513	2,717	0,03	4,33
К2	2,675	2,317	9,187	2,374	0,03	3,783
К3	4,9	4,244	16,828	4,394	0,03	4,33

4. 1. Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Выключатели выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току.

Выберем выключатели на СН ПС «Сиваки»

Для того, чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$W_k = I_k^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (30)$$

Где W_k – тепловой импульс;

I_k – ток трехфазного короткого замыкания;

$t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная аппериодичности.

По формуле (31) находим тепловой импульс:

$$\hat{A}_{\hat{e}} = 4,33^2 \cdot (0,5 + 0,03) = 11,812 \quad \hat{e}\hat{A}^2 \cdot \hat{n}$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-110 II - 40/2000 У1

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
------------	------------------	----------------

данные		
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 330 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{НОМ\ откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{п\tau} \leq I_{НОМ\ откл}$
$I_{НОМ\ вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{НОМ\ вкл}$
$i_{НОМ\ вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 11,92 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{НОМ\ вкл}$
$i_{нр.с.} = 102 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,33 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{нр.с.}$
$i_{а\ddot{u}i} = 18$	$i_{ат.} = 2,374$	$i_{ат.} \leq i_{аном}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_e = I_{vi}^2 (t_{i\ddot{e}\ddot{e}} + \dot{O}_a) = 11,812$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне СН ПС «Сиваки» выбираем разъединители РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами) соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Расчёты B_K берём те, что приведены выше.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 9.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 .

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 330 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$

$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,92 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 11,812 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 11,812 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.3 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (31)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется

сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 11.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка входного трансформатора тока ТГФ - 110У1

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 200	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	Меркурий 200	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (32)$$

На стороне СН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Расчёт проводим для наиболее загруженных трансформаторов тока, а именно для входных. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (33)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2 \text{ ном}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (34)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом}, \quad (35)$$

где $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$

Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 15 - 6,5 - 0,05 = 8,45 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_i \delta} = \frac{0,0283 \cdot 75}{8,45} = 0,254 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 6,5 + 0,05 = 7,081 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТГФ - 110У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$

$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 330 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 7,081 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,513 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,812 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2НОМ} \geq S_2$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10

щй			
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа:
НАМИ-110

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
	Класс точности 0,2	
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 37,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Данный тип трансформатора оставляем.

4.5 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а

поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 316 А.

Принимаем гибкие шины АС – 95/16 , допустимый ток $I_{\text{доп}} = 340$ А, диаметр провода $d = 13,5$ мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.}}$$

$$330 \geq 244$$

Проверка по условиям короны:

$$\text{Условие проверки: } 1,07E \leq 0,9E_0,$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{экв}}}}\right) \text{ кВ/см}; \quad (49)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,88$$

Где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

$r_{\text{экв}}$ – эквивалентный радиус провода определяется по формуле;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_{ЭКВ}}\right)} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \log\left(\frac{504}{1,08}\right)} = 25,8 \text{ кВ/см}, \quad (48)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$

Напряженность около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,675 \cdot \log\left(\frac{21,5}{0,675}\right)} = 20,99 \text{ кВ/см}. \quad (50)$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$:

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

$$22,46 \leq 30,49$$

Условие выполняется

4.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор ограничителей перенапряжения осуществляется по номинальному напряжению:

$$U_{ОПН.ном} = U_{с.ном} \quad (35)$$

где $U_{ОПН.ном}$ – номинальное напряжение ОПН, кВ;

$U_{с.ном}$ – номинальное напряжение сети, в которую включен ОПН, кВ.

Также ОПН выбирается наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению; по защитному уровню ограничителя при коммутационных перенапряжениях; по условиям обеспечения взрывоопасности, по механическим характеристикам.

На стороне СН ПС Сиваки трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	107	86	10	40

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ КС-7

5. 1. Выбор и проверка выключателей

Выберем выключатели на ВН ПС «КС-7»

По формуле (31) находим тепловой импульс:

$$\hat{A}_{\hat{e}} = 3,783^2 \cdot (0,5 + 0,03) = 9,016 \quad \hat{e} \text{А}^2 \cdot \text{ñ}$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-110 II - 40/2000 У1

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{ном откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 3,783 \text{ кА}$	$I_{n\tau} \leq I_{\text{ном откл}}$
$I_{\text{ном вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 3,783 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{\text{ном вкл}}$
$i_{\text{ном вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 9,187 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{ном вкл}}$
$i_{\text{нр.с.}} = 102 \text{ кА}$	$I_{no} = 3,783 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{нр.с.}}$
$i_{\text{а\text{т\text{т}}}} = 18$	$i_{\text{ат.}} = 2,374$	$i_{\text{ат.}} \leq i_{\text{аном}}$

$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\epsilon} = I_{II}^2 (t_{i\delta\epsilon\epsilon} + \dot{O}_a) = 9,016$	$B_K \leq I^2_T t_T$
---	---	----------------------

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выключатели в КРУН 10 кВ ПС КС-7.

По формуле (31) находим тепловой импульс:

$$\hat{A}_{\epsilon} = 3,783^2 \cdot (0,5 + 0,03) = 9,016 \text{ \AA}^2 \cdot \text{н}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-10-20/2000-у2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 42 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{ном откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{no} = 6,93 \text{ кА}$	$I_{n\tau} \leq I_{\text{ном откл}}$
$I_{\text{ном вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{no} = 6,93 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{\text{ном вкл}}$
$I_{\text{ном вкл}} = 80 \text{ кА}$	$I_y = 16,828 \text{ кА}$	$I_y \leq I_{\text{ном вкл}}$
$I_{\text{пр.с.}} = 65 \text{ кА}$	$I_{no} = 6,93 \text{ кА}$	$I_{no} \leq$
$I_{\text{пр.с.}} = 80 \text{ кА}$	A	$I_y \leq I_{\text{пр.с.}}$
$I_{\text{откл.н.}} = 20$	$I_{a\tau} = 4,394$	$I_{a\tau} \leq I_{\text{откл.н.}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\epsilon} = 31,216$	$B_K \leq I^2_T t_T$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.2 Технические характеристики КРУ СЭЩ-59

Выкатные элементы (ВЭ) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в шкафах комплексных распределительных устройствах.

Таблица 10 – Технические характеристики КРУ СЭЩ-59

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	400
Номинальный ток главных цепей, А	400
Номинальный ток отключения выключателя, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	41
Ток термической стойкости, кА	16
Время протекания термической стойкости	
Для главных цепей	3
Для цепей замыкания	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	до 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	$-15..+10\%$

5.3 Выбор и проверка разъединителей

На стороне ВН ПС «КС-7» выбираем разъединители РНДЗ-110/1000 ХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 9.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 .

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 105$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 9,187$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3964$ кА ² с	$B_K = 9,016$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,25$ кА ² с	$B_K = 9,016$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.4 Выбор трансформаторов тока

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка входного трансформатора тока ТГФ - 110У1

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 200	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	Меркурий 200	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом}, \quad (35)$$

Приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 15 - 6,5 - 0,05 = 8,45 \text{ Ом}.$$

Сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_i \delta} = \frac{0,0283 \cdot 75}{8,45} = 0,254 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{ПР} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 6,5 + 0,05 = 7,081 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТГФ - 110У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 105 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 7,081 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 9,187 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 9,016 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq В_{\text{К}}$

Выбор трансформаторов тока для 10 кВ

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ (2 шт.)	А2 Альфа плюс	0,013	-	0,013
Итого		1,013	0,5	1,013

Выбираются трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2 3000/1.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,013}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,04 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом;}$$

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,66} = 1,36 \text{ мм}^2; \quad (29)$$

Выбирается провод марки КРВГ с сечением 1,5 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{1,5} = 0,11 \text{ мм}^2; \quad (30)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_2 = 0,04 + 0,11 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 485 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{ном}}$
$B_{\text{кн}} = 3675 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{кр}} = 42,37 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	2	1

Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне ВН трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
	Класс точности 0,2	
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 37,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Данный тип трансформатора оставляем.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		P , Вт	Q , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик	И-680	8	8
Вольтметр	Э-335	6	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Итого		56	8

Выбирается трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10-2 У2.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{74^2 + 8^2} = 74,4 \text{ ВА}, \text{ что меньше номинального}$$

значения:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 600 = 1800 \text{ ВА}.$$

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} \leq U_{\text{ном}}$

$$S_{\text{ном}} = 1600 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{рас}} = 56,5 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{рас}} \leq S_{\text{ном}}$$

5.6 Выбор жестких шин

На сторону 110 кВ выбираем трубчатые шины из алюминиевого сплава 1915Т с наружным диаметром $D=90$ мм и внутренним диаметром $d=80$ мм. Выбранные шины проверяем по условиям выбора:

По допустимому току

$$I_{\text{доп}}=1622 \text{ А}; I_{\text{раб}}=298 \text{ А},$$

следовательно $I_{\text{доп}} > I_{\text{раб}}$.

По электродинамической устойчивости

Расчетное напряжение на изгиб ($\sigma_{\text{расч}}$), возникающее в материале шин при протекании ударного тока трехфазного к.з. находится по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_p \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (38)$$

где F_p – расчетное усилие на изгибов шинах, Н;

l – длина пролета между изоляторами, м;

W – момент сопротивления, см^3 , определяемый по выражению

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} \quad (39)$$

Расчетное усилие на изгиб (F_p) определяется из выражения:

$$F_p = 1,76 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \quad (40)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток трехфазного к.з., кА;

l – расстояние между опорными изоляторами, см;

a – расстояние между шинами, см.

$$F_p = 1,76 \cdot 9,46^2 \cdot \frac{900}{190} \cdot 10^{-2} = 7,46 \text{ кН}$$

$$W = \frac{\pi \cdot (9^4 - 8^4)}{32 \cdot 9} = 26,88 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{7,46 \cdot 900}{10 \cdot 26,88} = 24,97 \text{ МПа}$$

Для шин алюминиевого сплава 1915Т допустимое напряжение на изгиб материала $\sigma_{\text{доп}} = 247 \text{ МПа}$, следовательно

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{расч}}$$

Проверяем шины на термическую устойчивость.

$$A(Q_K) = A(Q_n) + \frac{B}{S^2}, \quad (41)$$

где Q_K – конечная температура;

S – сечение шины, мм^2

$$S = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (9^2 - 8^2)}{4} = 1334,5$$

$$A(Q_n) = 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ (А}^2 \cdot \text{с)/мм}^4$$

$$S = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (9^2 - 8^2)}{4} = 1334,5$$

$$A(Q_K) = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{2,738}{1334,5^2} \cdot 10^6 = 3002 \text{ (А}^2 \cdot \text{с)/мм}^4$$

$Q_K = 71 \text{ }^\circ\text{C}$; $Q_{\text{доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$, следовательно $Q_K < Q_{\text{доп}}$, это значит, что

шины термически устойчивы.

Из проведенных расчетов видно, что выбранные шины удовлетворяют условиям выбора.

Выберем жесткие шины для НН ПС «КС-7»

Номинальный ток НН:

$$I_{\text{maxi}} = 1155 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 120 \times 10 \text{ мм}, S = 1200 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{\text{ПО}} = 10,06 \text{ кА}; T_a = 0,04; i_{\text{уд}} = 25,6 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{39,98 \cdot 10^3}}{90} = 70,25 \text{ мм}^2,$$

где $C = 90$ – для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\text{min}} < S.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J_3}{q_3}} \quad (82)$$

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{144}{12}} = 1,73 \text{ м},$$

где J_3 – момент инерции шины;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (83)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4;$$

q_3 – поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,73 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}3}^2}{a_3 \cdot W} \quad (84)$$

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{25,6^2}{1,62} = 700,7 \text{ Н/м},$$

где $i_{\text{уд}3}$ – ударный ток на шине;

a_3 – расстояние между фазами.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{\text{доп}}$, для материала шины А1 = 48 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f_3 \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W_{\phi}} \quad (85)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{750.8 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 24} = 7,04 \text{ МПа,}$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина пролета между опорными изоляторами;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6} = 24 \text{ см}^3.$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{доп}} = 41-48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

5.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН)-электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор (varistor, от англ. Vari(able) (Resi)stor – переменное, изменяющееся сопротивление).

Основное отличие материала нелинейных резисторов ограничителей от материала резисторов вентильных разрядников состоит в резко нелинейной вольт-амперной характеристики (ВАХ) и повышенной пропускной способности. Применение в ОПН высоконелинейных резисторов позволило исключить из конструкции аппарата искровые промежутки, что устраняет целый ряд недостатков, присущих вентильным разрядникам.

Основной компонент материала резисторов ОПН – оксид (окись) цинка ZnO. Оксид цинка смешивают с оксидами других металлов – закисью и окисью кобальта, окисью висмута и др. Технология изготовления оксидно-цинковых резисторов весьма сложна и трудоёмка и близка к требованиям при

производстве полупроводников – применение химически чистого исходного материала, выполнение требований по чистоте и т. д. Основные операции при изготовлении – перемешивание и измельчение компонентов, формовка (прессование) и обжиг. Микроструктура варисторов включает в себя кристаллы оксида цинка (полупроводник n – типа) и междукристаллической прослойки (полупроводник p – типа). Таким образом, варисторы на основе оксида цинка ZnO являются системой последовательно – параллельно включённых p – n переходов. Эти p – n переходы и определяют нелинейные свойства варисторов, то есть нелинейную зависимость величины тока, протекающего через варистор, от приложенного к нему напряжения.

На стороне ВН ПС «КС-7» трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	107	86	10	40

5.8 Защита от прямых ударов молнии

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые

молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами. Необходимо защитить линейные (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода [11]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (33)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (34)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_{\bar{o}} = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (35)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_{\bar{o}} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1$$

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (36)$$

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,4$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{\bar{ix}} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (37)$$

$$r_{\bar{ix}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Параметры зон молниезащиты ПС «КС-7»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1

1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	20,18	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части дипломного проекта.

5.9 Расчет сети заземления

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «КС-7» 50×110 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (110 + 3) \cdot (50 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (38)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (39)$$

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

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \text{ (м}^2\text{)} \quad (40)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА);

T - предельное время работы защиты (сек);

β - коэффициент термической стойкости.

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{\text{кр}} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (41)$$

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

где a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{ei\delta} = 3,14 \cdot S_{i\delta} \cdot (S_{i\delta} + d) \quad (\text{м}^2) \quad (42)$$

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

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_i = \frac{(\dot{A} + 3)}{l_{ii}} \cdot (B + 3) + \frac{(B + 3)}{l_{ii}} \cdot (\dot{A} + 3)$$

$$L_i = \frac{(110 + 3)}{5} \cdot (50 + 3) + \frac{(50 + 3)}{5} \cdot (110 + 3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{L_i}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (43)$$

$$m = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47$$

Принимаем число ячеек: $m = 15$

Длина стороны ячейки:

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (44)$$

$$L_y = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ (м)} \quad (45)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15 + 1) = 2476,4 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (46)$$

$$n_a = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89$$

Принимаем: $n_a = 22$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\bar{N}} = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_a \cdot n_a} \right) \quad (47)$$

$$R_{\bar{N}} = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)}$$

где A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{\dot{E}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_i + 45)}} \quad (48)$$

$$\alpha_{\dot{E}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\dot{E}} = R_{\bar{N}} \cdot \alpha_{\dot{E}} \quad (49)$$

$$R_{\dot{E}} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ СИВАКИ – КС-7

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — устройство, предназначенное для передачи или распределения [электрической энергии](#) по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к [опорам](#) или другим сооружениям ([мостам](#), [путепроводам](#)).

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — устройство, предназначенное для передачи или распределения [электрической энергии](#) по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к [опорам](#) или другим сооружениям ([мостам](#), [путепроводам](#)).

Состав ВЛ:

- [Провода](#);
- [Траверсы](#);
- [Изоляторы](#);
- [Арматура](#);
- [Опоры](#);
- [Грозозащитные тросы](#);
- [Разрядники](#);
- [Заземление](#);

Провода воздушных линий электропередач предназначены для передачи [электрической энергии](#) от источников к электроприёмникам потребителей.

Проектирование конструктивной части воздушных линий основывается на проекте электрической части линии, технико-экономических расчетах, климатической характеристике района прохождения линии. Данные необходимые для расчета приведены в соответствующих разделах проекта.

6.1 Выбор типов опор

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

В качестве промежуточных принимаются свободностоящие стальные опоры П 110 – 3 (П-1Ц-Ст-С) промежуточная – 1но цепная – стальная, рассчитанная на подвеску провода АС-150/24 в третьем районе по гололеду. Расчетная толщина стенки гололеда $b=0,015$ мм.

В качестве анкерно-угловых опор приняты У 110 – 1 + 9. (АУ– 1ц –Ст–С).

Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без

гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных величин.

Негрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} \text{ (кПа/м)} \quad (50)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м^2 .

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{0,499}{174 \cdot 10^{-6}} = 28,68$$

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)} \quad (51)$$

где b – толщина стенки гололеда, м;

g_0 – плотность льда, кг/ м^3 ;

d – диаметр провода, м.

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 107,31$$

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 28,68 + 107,31 = 135,99 \text{ (кПа/м)} \quad (52)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 1,15 \cdot 0,0149}{174 \cdot 10^{-6}} = 38,29 \text{ (кПа/м)} \quad (53)$$

где a – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра, $q_{\max} = 650 \text{ Па}$;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$;

k_q – поправочный коэффициент, $k_q = 1,15$.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0.25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_{\delta}} \quad (54)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0.25 \cdot 650 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 25,08$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (\text{кПа/м}) \quad (55)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{28,68^2 + 38,29^2} = 47,84$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (\text{кПа/м}) \quad (56)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{135,99^2 + 25,08^2} = 138,28$$

Расчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

6.2 Выбор изоляторов

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

Согласно [8], коэффициент запаса в нормальном режиме должен быть $n_1 \geq 2,7$, при среднегодовой температуре $n_2 > 5$.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{двн}} + G_{\bar{a}} \cdot g} \quad (57)$$

$$n_1 = \frac{70000}{107,53 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,7 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{двн}} + G_{\bar{a}} \cdot g} \quad (58)$$

$$n_2 = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 34,4 \geq 5$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 11,57$ кН/м, $p_7 = 107,53$ кН/м;

$l_{вес}$ – весовой пролет, 300 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110 УХЛ1 2,1 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/110-3 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (59)$$

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 174)^2 + \left(\frac{107,53 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,83 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_s \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (60)$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 174)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 10,99 \geq 5$$

где $\sigma_{\gamma \max}$ и σ_s – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре.

В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 150 мм².

6.3 Расстановка опор по профилю трассы

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных

условия:

1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых [8].

2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать расстановки опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т. п.).

Перед расстановкой опор по профилю трассы необходимо построить шаблон представляющий собой набор кривых: провисания провода, габаритную кривую и земляную кривую.

Построение указанных кривых производится по следующей зависимости (для кривой провисания провода):

$$f_1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 \quad (61)$$

Для габаритной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} \quad (62)$$

Для земляной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} - f_{макс} \quad (63)$$

где σ – допустимое напряжение при среднегодовой температуре (принимается 80), МПа;

$\Delta h_{габ}$ – поправка на неточность подвески провода (принимается 0,5) м;

$h_{габ}$ – габарит до земли (принимается 6) м;

$f_{макс}$ – максимальная стрела провеса провода (принимается 10 м).

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 19.

Расстановка опор производится следующим образом: на профиле трассы устанавливается начальная опора, далее к профилю прикладывается шаблон таким образом, чтобы точка пересечения земляной кривой с

поверхностью земли совпадала с точкой основания первой опоры, при этом габаритная кривая должна касаться поверхности земли.

Пересечение земляной кривой с поверхностью земли с другой стороны является местом установки второй опоры, расстановка продолжается на протяжении всей трассы.

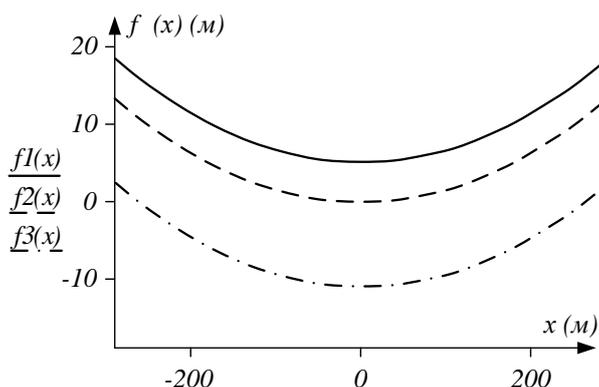


Рисунок 19 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе рассматриваются защиты устанавливаемые на ВЛ «Сиваки» – «КС-7».

7.1 Защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (64)$$

Где l - длина линии 7,0 км.

$$\tilde{O}_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 7 = 2,499 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление линии:

$$Z_{\tilde{e}} = 2,94 \quad (\text{Ом}) \quad (65)$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по согласованию с дистанционными защитами смежных линий.

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$\tilde{O}_{сз}^{II} = \hat{E}_{\tilde{c}} \cdot Z_{\tilde{e}} + 0.85 \cdot \tilde{O}_{сз}^I \quad (67)$$

где $k'_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линии.

$$\tilde{O}_{с.с.}^{II} = 0,75 \cdot 2,94 + 0,85 \cdot 1 \cdot 2,499 = 4,329 \quad (\text{Ом})$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы:

$$\tilde{O}_{сз}^{III} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot \hat{E}_I \cdot I_{I,\max}} \quad (68)$$

где U_{\min} - минимальное эксплуатационное напряжения на шинах подстанции;

$$\tilde{O}_{сз}^{III} = \frac{110 \cdot 0,9}{1,1 \cdot 1,2 \cdot 0,327 \cdot \sqrt{3}} = 138,511 \quad (\text{Ом})$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности.

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1.1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется:

$$\hat{E}_{\div}^{III} = \frac{\tilde{O}_{\tilde{n}\zeta}^{III}}{Z_{\tilde{e}} + \tilde{O}_{\tilde{e}.c\grave{i}}} \quad (69)$$

$$\hat{E}_{\div}^{III} = \frac{138,511}{2,94+26,64} = 4,683 \geq 1,2$$

Так как условие выполняется, то дальнейшее резервирование обеспечивается.

Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии «Сиваки» – «КС-7».

Так же в качестве защиты линии применяются:

1) Токовая отсечка. Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

Область применения токовых отсечек: применяются как вспомогательные защиты для сокращения времен отключения повреждения.

В некоторых случаях мгновенная токовая отсечка может служить основной защитой, например на радиальных линиях, питающих понижающие трансформаторы.

Преимущества токовой отсечки:

- Селективность работы в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания.
- Быстрое отключение наиболее тяжелых для системы коротких замыканий, расположенных вблизи шин станций и подстанций.

Недостатки: Защищают только часть длины линии при металлических коротких замыканиях. При повреждении через переходное сопротивление зона действия токовой отсечки может снизиться до нуля.

2) Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП). При коротких замыканиях на землю применяются ТЗНП, которая использует факт появления в напряжениях и токах нулевой последовательности при таких КЗ в сетях, работающих в режиме глухозаземлённой нейтрали у трансформаторов.

Как известно, составляющие нулевой последовательности выделяются из фазных величин простой геометрической суммой векторов данных величин. При этом, нулевой провод токовых цепей, которые собраны по схеме полной звезды – это не что иное, как фильтр токов нулевой последовательности. Поэтому ТЗНП выполняется на электромагнитных реле, включённых в нулевой провод. Селективность на смежных ВЛ обеспечивается также как и у дистанционной защиты, когда время действия защиты зависит от расстояния до места короткого замыкания, то есть, чем меньше ток срабатывания, тем дальше точка короткого, тем больше время срабатывания.

Как и дистанционная защита, [ТНЗП](#) выполняется ступенчатым, когда каждая последующая ступень имеет меньший ток и большее время срабатывания.

7.2 Автоматика на подстанции Сиваки

Значительная часть коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникающая в месте КЗ, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений, препятствующих обратному включению линии под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми. Статистические данные о повреждаемости ВЛ за многолетний период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50—90%.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ). Время действия АПВ обычно составляет от 0,5 до нескольких секунд.

В эксплуатации получили применение следующие виды устройств АПВ:

- трехфазные, осуществляющие повторное включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой;
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазном КЗ;
- комбинированные, осуществляющие включение трех фаз (при междуфазных повреждениях) или одной фазы (при однофазных КЗ).

Трехфазные устройства АПВ в свою очередь подразделяются на несколько видов:

- простые (ТАПВ),
- быстродействующие (БАПВ),
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН),

- с ожиданием синхронизма (АПВОС),
- с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По числу циклов (кратности действия) различают АПВ однократного действия и АПВ многократного действия.

Высокую степень надежности электроснабжения потребителей обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к исчезновению напряжения на выводах электроприемников. Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания.. Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения значений токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты, создания необходимого режима по напряжению перетокам мощности и т. п.

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток можно устранить быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используются специальные устройства, получившие название устройств автоматического включения резерва (АВР).

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей

рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения,

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР.

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

8.1 Расчет режимов с помощью ПК «RastrWin»

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии. В России

основными пользователями являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ПДУ ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения, территориальные АО-Энерго, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

В данном проекте RastrWin используется при расчетах установившихся режимов (максимального и послеаварийного).

Особенности программного комплекса:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;

3) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

4) расчет положений регулятором трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

5) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

6) структурный анализ потерь мощности - по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

7) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

8) моделирование генератором и возможность задания его PQ-диаграммы;

9) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

10) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

11) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Исходные данные:

Все номера узлов и ветвей должны быть положительными целыми числами в диапазоне от 1 до 2 147 483 647. Ввод схемы рекомендуется начать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления. Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности, в графе для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка, Генератор) и ветвей (ЛЭП, Тр-р) выбираются программой автоматически при расчете режима.

1.15.1 Расчет установившихся режимов с помощью ПВК «RastrWin»

Целью расчёта установившегося режима (физического состояния) электрической сети является определение электрических параметров состояния: напряжений в узлах, электрических токов и потоков мощности по ветвям, потерь мощности в сети и пр. Результаты таких расчётов позволяют выяснить:

- осуществим ли данный режим электрической сети, т. е. возможна ли передача требуемой мощности от источников электрической энергии к потребителям;
- находятся ли в заданных (допустимых) пределах напряжения в узлах;
- допустимы ли токовые нагрузки элементов электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

Наряду с решением перечисленных вопросов расчёты установившихся режимов электрических сетей необходимо проводить при исследовании условий работы электрических систем в переходных, послеаварийных режимах, решении задач оперативной оценки текущих состояний и управления ими, оптимизации краткосрочных и долгосрочных режимов, при оценке и планировании потерь электроэнергии и ряде других задач эксплуатации, развития и проектирования электрических систем.

Исходными данными для расчета установившихся режимов служат: схема электрических соединений и параметры сети электроэнергетической системы, данные о потребителях (нагрузках) и источниках электроэнергии (электростанциях).

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети представлен на рисунке 14

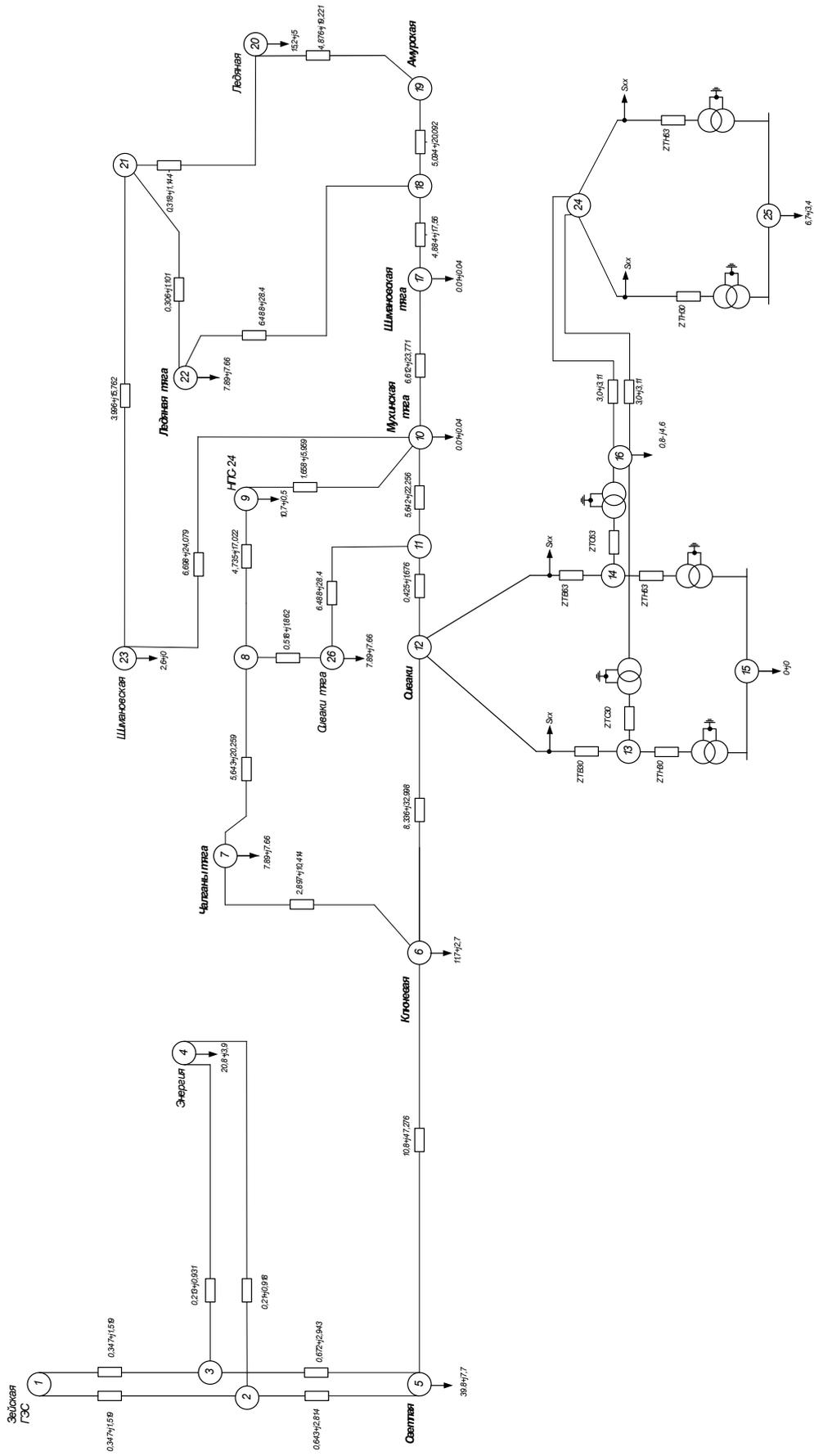


Рисунок 14 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Таблица 29 - Список узлов

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}}$	$P_{\text{н}}$	$Q_{\text{н}}$	$P_{\text{г}}$	$Q_{\text{г}}$	V	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220			140,9	-14,6	238	5,9
Нагр	2		220					237,94	5,79
Нагр	3		220					237,94	5,79
Нагр	4	Энергия	220	20,8	3,9			237,93	5,78
Нагр	5	Светлая	220	39,8	7,7			237,88	5,61
Нагр	6	Ключевая	220	11,7	2,7			238,15	1,59
Нагр	7	Чалганы тяга	220	6,8	2,7			237,95	1,18
Нагр	8		220					237,55	0,54
Нагр	9	НПС 24	220	10,7	0,5			237	0,17
Нагр	10	Мухинская тяга	220	6,5	2,6			236,8	0,11
Нагр	11		220					237,52	0,53
Нагр	12	Сиваки ВН	220					237,53	0,55
Нагр	13		220					236,55	-0,29

р									
Наг р	14		220					236,44	-0,28
Наг р	15	Сиваки НН	6					6,38	-0,28
Наг р	16	Сиваки СН	110	2,3	6,3			118,19	-0,28
Наг р	17	Шимановска я тяга	220	7,9	3,2			235,56	-0,29
Наг р	18		220					10,61	-0,14
Баз	19	Амурская	220			8,7	- 40,7	233	
Наг р	20	Ледяная	220	15,2	5,0			234,28	-0,19
Наг р	21		220					234,39	-0,18
Наг р	22	Ледяная тяга	220	6,7	2,7			234,39	-0,18
Наг р	23	Шимановска я	220	2,6				235,58	-0,11
Наг р	24	КС-7	110					118,02	-0,34
Наг р	25		10	11,8	4,3			9,98	-7,39
Наг р	26	Сиваки тяга	220	4,7	1,9			237,52	0,53

При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы

осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{т/г}$ (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле пустое или ноль, для трансформаторов заполнено значением (даже если это единица!). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле $N_{нач}$) должен стоять номер узла, к напряжению которой приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле $N_{кон}$) будет номер узла низшего напряжения. Коэффициент трансформации - отношение напряжения узла $N_{кон}$ к напряжению узла $N_{нач}$, т.е. это, как правило, отношение низшего напряжения к высшему.

Таблица 30 - Список узлов

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	B	$K_{т/г}$	$P_{нач}$	$Q_{нач}$
ЛЭП	1	2	0,35	1,52	-9,3		-71	-7
ЛЭП	1	3	0,35	1,52	-9,3		-70	7
ЛЭП	2	5	0,64	2,81	-2,6		-61	9
ЛЭП	3	5	0,67	2,94	-0,7		-59	8
ЛЭП	3	4	0,21	0,93	-5,7		-11	-2
ЛЭП	2	4	0,21	0,92	-5,6		-10	-2
ЛЭП	5	6	10,8	47,28	-290,9		-80	25
ЛЭП	6	7	2,9	10,41	-62,2		-37	7
ЛЭП	7	8	5,64	20,26	-121,1		-30	7
ЛЭП	8	9	4,74	17,02	-101,7		-22	1
ЛЭП	9	10	1,66	5,96	-33,6		-11	-4
ЛЭП	8	26	0,52	1,86	-11,3		-8	-1
ЛЭП	26	11	0,27	1,08	-6,8		-3	0
ЛЭП	6	12	8,34	33	-226		-30	9
ЛЭП	12	11	0,42	1,68	-10,5		-16	2
ЛЭП	11	10	5,64	22,26	-142,1		-19	1
ЛЭП	10	17	6,61	23,77	-142,1		-13	-5

ЛЭП	17	18	4,88	19,22	-120		-5	-10
ЛЭП	18	19	5,09	20,09	-122,5		4	-14
ЛЭП	19	20	4,88	19,22	-120		-5	20
ЛЭП	20	21	0,32	1,14	-6,8		8	2
ЛЭП	21	22	0,31	1,1	-6,6		9	18
ЛЭП	22	18	0,28	1	-6		11	13
Тр-р	21	23	4	15,76	-98,4		-6	-2
Тр-р	23	10	6,7	24,08	-143,9		-8	-3
Тр-р	12	13	5,98	132,25	6,4	1	0	0
Тр-р	12	14	1,4	104	6	1	0	0
Тр-р	13	15	10,69	396,75		0,027	-6	-1
Тр-р	14	15	2,8	195,6		0,027	-8	-2
Тр-р	13	16	5,98			0,5		
Тр-р	16	24	1,4			0,5		
ЛЭП	16	24	3	3,11	-310,8		-6	1
ЛЭП	16	24	3	3,11	-310,8		-6	1
Тр-р	24	25	7,95	139	5,3	0,09	-12	-6

Коэффициент трансформации, используемый при оптимизации, является промежуточной расчетной величиной. В технологических задачах используют номер положения отпайки РПН или ВДТ, называемой анцапфой.

В программе RastrWin в исходных данных вместо коэффициента трансформации можно задать тип регулируемого устройства трансформатора и номер анцапфы

Полученные данные в результате расчета максимального режима приведены в таблице 5.

Параметры максимального режима работы в графической форме представлены на рисунках 2 и 3.

Таблица 1 – Данные по узлам в максимальном режиме работы прогнозируемой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (%)
1	Зейская ГЭС	220			238	8,18
2		220			237,94	8,16
3		220			237,94	8,16
4	Энергия	220	20,8	3,9	237,93	8,15
5	Светлая	220	39,8	7,7	237,88	8,13
6	Ключевая	220	11,7	2,7	238,15	8,25
7	Чалганы тяга	220	6,8	2,7	237,00	7,73
8		220			237,55	7,98
9	НПС-24	220	10,7	0,5	237,0	7,73
10	Мухинская тяга	220	6,5	2,6	236,8	7,64
11		220			237,52	7,96
12	Сиваки	220			237,53	7,97
13		220			236,55	7,52
14		220			236,44	7,47
15		6			6,38	6,46
16		110	2,3	6,3	118,19	7,45
17	Шимановская тяга	220	7,9	3,2	235,56	7,07
18		220			234,41	6,55
19	Амурская	220			233,00	5,91
20	Ледяная	220	15,2	5	234,28	6,49
21		220			234,39	6,54
22	Ледяная тяга	220	6,7	2,7	234,39	6,54
23	Шимановская	220	2,6		235,58	7,08

24	КС-7	110			118,02	7,29
25	КС-7 НН	10	11,8	4,3	9,98	0
26	Сиваки тяга	220	4,7	1,9	237,9	8,14

Полученные данные в результате расчета минимального режима работы в прогнозируемой сети приведены в таблице 5.

Параметры минимального режима работы в прогнозируемой сети в графической форме представлен на рисунке 2.

Таблица 1 – Данные по узлам в минимальном режиме работы прогнозируемой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (%)
1	Зейская ГЭС	220			239	8,64
2		220			238,98	8,63
3		220			238,98	8,63
4	Энергия	220	20,8	3,9	238,97	8,62
5	Светлая	220	39,8	7,7	238,96	8,62
6	Ключевая	220	11,7	2,7	239,9	9,04
7	Чалганы тяга	220	6,8	2,7	239,79	8,99
8		220			239,49	8,86
9	НПС-24	220	10,7	0,5	239,04	8,65
10	Мухинская тяга	220	6,5	2,6	238,78	8,54
11		220			239,45	8,84
12	Сиваки	220			239,46	8,85
13		220			238,52	8,42
14		220			238,41	8,37
15		6			6,44	7,3
16		110	2,3	6,3	118,18	8,35
17	Шимановская тяга	220	7,9	3,2	237,45	7,93
18		220			235,97	7,26
19	Амурская	220			234,00	6,36

20	Ледяная	220	15,2	5	235,96	7,26
21		220			235,96	7,26
22	Ледяная тяга	220	6,7	2,7	235,96	7,26
23	Шимановская	220	2,6		237,33	7,88
24	КС-7	110			119,01	8,19
25	КС-7 НН	10	11,8	4,3	10,08	0
26	Сиваки тяга	220	4,7	1,9	239,45	8,84

Полученные данные в результате расчета послеаварийного режима работы при отключении одной из проектируемых линий между подстанциями «Сиваки» и «КС-7» приведены в таблице 5.

Параметры послеаварийного режима работы одной из проектируемых линий между подстанциями «Сиваки» и «КС-7» в прогнозируемой сети в графической форме представлен на рисунке 2.

Таблица 1 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы при отключении линии Сиваки – КС-7

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (%)
1	Зейская ГЭС	220			238	8,18
2		220			237,85	8,11
3		220			237,85	8,11
4	Энергия	220	20,8	3,9	237,83	8,10
5	Светлая	220	39,8	7,7	237,64	8,02
6	Ключевая	220	11,7	2,7	235,95	7,25
7	Чалганы тяга	220	6,8	2,7	235,62	7,10
8		220			235,24	6,93
9	НПС-24	220	10,7	0,5	234,89	6,77
10	Мухинская тяга	220	6,5	2,6	234,82	6,74
11		220			235,19	6,91
12	Сиваки	220	2,3	6,3	235,18	6,90
13		220			233,08	5,95
14		220			232,97	5,89
15		6			6,29	
16		110	2,3	6,3	118,19	7,45
17	Шимановская тяга	220	7,9	3,2	234,07	6,40

18		220			233,62	6,19
19	Амурская	220			233,00	5,91
20	Ледяная	220	15,2	5	233,5	6,14
21		220			233,58	6,17
22	Ледяная тяга	220	6,7	2,7	233,6	6,18
23	Шимановская	220	2,6		234,29	6,49
24	КС-7	110			116,06	5,51
25	КС-7 НН	10	11,8	4,3	9,8	0
26	Сиваки тяга	220	4,7	1,9	235,2	6,91

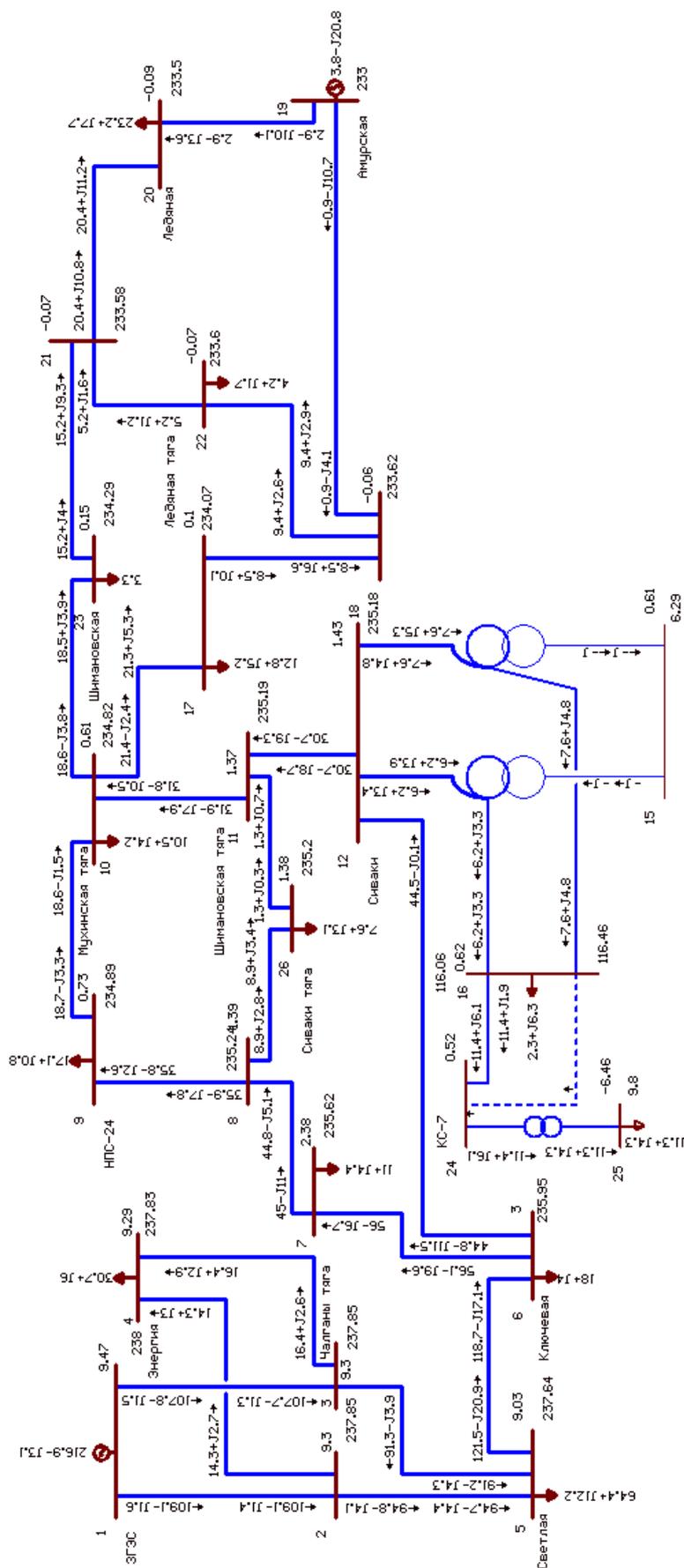


Рисунок 3 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы прогнозируемой сети

Показатели, отражающие эффективность работы ЭЭС, является величина потерь мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности. По мнению международных экспертов в области энергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче не должны превышать 4%. Потери мощности на уровне 10% можно считать максимально допустимыми.

Потери мощности максимального, минимального, аварийного режимов в прогнозируемой сети приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Потери мощности максимального, минимального, аварийного режимов в прогнозируемой сети

Режим	Максимальный режим	Минимальный режим	Аварийный режим
Значения потерь мощности, %	1,34	0,99	1,99

Анализ данных режимов работы сети после реконструкции показывает что, работа прогнозируемой сети при отключении одной из ВЛ «Сиваки» - «КС-7» возможна без отключения потребителей, в таком режиме работы резервирование осуществляется по второй проектируемой линии «Сиваки» - КС-7» и не приводит к существенному изменению режима работы сети, при этом отклонения напряжений от номинального значения не превышают требования ГОСТ 32144-2013, то есть находятся в пределах $\pm 10\%$. Токовая загрузка линий в минимальном, максимальном и аварийном режимах не превышает предельно допустимых токов. Потери мощности в рассматриваемых режимах работы не превышают допустимых значений.

Подробный расчет режимов работы приведен в приложениях А-Г и в графической части проекта

9. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и

средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

9.1. **Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС**
При монтаже и эксплуатации подстанции, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

9.2. **Безопасность при строительных и грузоподъемных работах**

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередач;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность

всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

9.3. Безопасность при эксплуатации установок ПС

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;
- б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;
- в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.
- г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;
- д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода;
- е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;
- ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

9.4. П р о т и в о п о ж а р н ы е м е р о п р и я т и я

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 80 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины на ПС.

Расход воды на наружное пожаротушение автотрансформатора 10 л/сек. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение автотрансформатора составит 108 м³.

9.5. Э к о л о г и ч н о с т ь п р о е к т а

1)Предохранение почвы.

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Согласно «Норм технического проектирования подстанции с высшим напряжением 35-750 кВ» для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии с автотрансформатором АТДЦТН-63000/220/110-У1 маслоприемники, маслоотводы, маслосборник. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от автотрансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслосборник емкостью 80 м³.

3) Акустическое воздействие.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. Допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории застройки следует принять по табл. 7 /12/. На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений:

$$L_{a\max} = 70 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов};$$

$L_{a_{max}} = 60$ дБА с 23⁰⁰-7⁰⁰ часов.

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности можно воспользоваться данными табл. 4.5 /13/, где приводятся уровни звука в 7,5 м от трансформатора.

Для автотрансформатора мощностью 63 МВА:

$L_{a_{эКВ}} = 75$ дБА.

Для двух автотрансформаторов необходимо сложить уровни звука. Последовательность сложения уровней звукового давления начинают с определения максимального уровня. Сначала определяют разницу двух складываемых уровней, а затем из установленной разницей по табл. 4 /12/ находим добавку, которую прибавляют к большему из складываемых уровней. Для источников шума с разницей, равной 0 добавка равна 3, следовательно, звуковое давление от двух автотрансформаторов:

$L_{a_{эКВ}} = 75 + 3 = 78$ дБА.

Звуковое давление (L) от точечного ненаправленного источника до точки на расстоянии r определяется из выражения:

$$L = L_0 - 20 \cdot \lg \left(\frac{r}{r_0} \right) \quad (92)$$

$$L = 78 - 20 \cdot \lg \left(\frac{100}{7,5} \right) = 50,5 \text{ дБа}$$

Вывод: за 100 метров от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

3) Влияние электрического поля.

Факторы влияния РУ и ЛЭП на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, которые действуют на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;
- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;
- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Для эксплуатационного персонала РУ установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле. При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест : тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

4). Отвод земель.

Трассы ВЛ, автодороги и площадки подстанций по проекту размещаются на малопродуктивных землях на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и с нанесением минимального ущерба окружающей среде.

ЛЭП, проходящие по лесным массивам и земельным насаждениям, выбраны на землях с малоценными насаждениями и кустарниками.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и отвозка его на расстояние 1 км. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

5). Влияние электромагнитного излучения.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был предложен и рассчитан вариант подключения подстанции «КС-7», проектирование двух ВЛ «Сиваки» - «КС-7», а так же реконструкция ОРУ 110 кВ подстанции Сиваки.

Выбранная при этом главная схема РУ 110 кВ обеспечивает пропуск потоку мощности на автотрансформаторы и дает возможность делить РУ на время ремонта любого выключателя, а также проста и экономична. В дипломном проекте было произведено прогнозирование нагрузок на 5 лет, расчет и анализ существующих максимального, минимального, аварийного режимов работы сети, а так же расчет режимов с учетом прогнозирования.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС устойчиво к действию токов к.з. и выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения.

Кроме того, были выбраны виды релейной защиты и автоматики на ПС и произведен расчет релейной защиты автотрансформатора, а также расчеты молниезащиты и контура заземления ПС.

Произведен анализ безопасности и экологичности ПС, из результатов которого следует, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности, эксплуатация ПС по данному проекту безопасна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ / Ю. В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2007.— 272 с.

2 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.

3 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, Крючков И. П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.

4 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – 20.02.2016

5 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

7 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012. – 376 с.

8 Приказ МинЭнерго России № 49 «О компенсации реактивной мощности»

9 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»

10 Приказ Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 г. № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы».

11 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 февраля 2016 г. № КЦ/2016-02ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на Февраль 2016 года»

12 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, в ред. изменений и дополнений утв. Минтрудом РФ 18.02.2003, Минэнерго РФ 20.02.2003

13 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

14 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 880 с.

15 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 592 с.

16 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.

17 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»