

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «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: Реконструкция участка электрической сети напряжением 110 кВ Центрального энергорайона Якутии, включающего Якутскую ГРЭС и подстанцию Табага

Исполнитель

студент группы 1423б

подпись, дата

О.В. Лужинская

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «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 во-
просов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных 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
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. 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 _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

РЕФЕРАТ

Работа с., 16 рисунков, 46 таблиц, 30 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ТРАНСФОРМАТОР,
ПРОВОД, РЕЖИМ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ,
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА,
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОПОРА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЕ,
ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

Расчет режима существующей сети. Разработка и анализ проектируемых вариантов сети. Выбор оптимального варианта по технико-экономическим показателям. Расчет максимального, минимального и послеаварийного режима реконструированной сети. Расчет надежности. Выбор и проверка оборудования на подстанции. Расчет конструктивной части ВЛ. Расчет организационно-экономической части. Рассмотрение безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Общая характеристика района проектирования	6
2 Анализ существующей конфигурации сети	11
3 Расчет режима существующей сети	15
4 Расчет нормального режима	17
5 Расчет и анализ аварийного режима	19
6 Расчет вероятностных характеристик	21
7 Разработка и анализ проектируемых вариантов сети	23
8 Выбор силовых трансформаторов	28
9 Выбор проводов	30
10 Расчет надежности	33
11 Выбор оптимального варианта по технико-экономическим показателям	39
12 Расчет максимального, минимального и послеаварийного режима реконструированной сети	40
13 Расчет токов короткого замыкания	44
14 Выбор и проверка оборудования на подстанции	50
15 Выбор и проверка выключателей	54
16 Выбор и проверка разъединителей	59
17 Выбор и проверка трансформаторов тока	61
18 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64
19 Выбор и проверка комплектных распределительных устройств	66
20 Выбор и проверка жестких шин	68
21 Выбор и проверка гибких шин	70
22 Выбор и проверка опорных изоляторов	73
23 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	74
24 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	75
25 Выбор и проверка аккумуляторных батарей	76
26 Выбор и проверка высокочастотных заградителей	79
27 Расчет молниезащиты	80

28	Выбор устройств релейной защиты и автоматики	85
29	Конструктивные элементы проектируемой ВЛ	86
30	Технико-экономическое обоснование проекта	100
31	Безопасность и экологичность	113
32	Чрезвычайные ситуации	128
	Заключение	131
	Библиографический список	132
	Приложение А. Расчеты режима существующей сети	
	Приложение Б. Выбор варианта по экономическим критериям	
	Приложение В. Расчеты режима проектируемой сети	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

ЛЭП – линия электропередач

РЗА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ЭТС – электротехнический справочник

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ТУ – технические условия

ПВК – программный вычислительный комплекс

ИП – инвестиционная программа

ВВЕДЕНИЕ

Основу электроэнергетики республики в настоящее время составляют электростанции и предприятия электрических сетей ОАО АК «Якутскэнерго», ОАО «ДГК», ОАО «ДРСК», АК «АЛРОСА» с установленной мощностью в 2223 МВт, обеспечивающие 96-97% общей выработки электроэнергии и свыше 30% тепловой энергии в республике.

Основными генерирующими мощностями являются: Вилюйская ГЭС, Мирнинская ГРЭС, Якутская ГРЭС, Чульманская ГРЭС, Нерюнгринская ГРЭС, Светлинская ГЭС.

Техническое состояние основных производственных фондов характеризуется высоким процентом износа: в среднем он составляет более 50,5%, в том числе износ линий электропередач – 75%, тепловых сетей – 51,2%, силового и прочего оборудования – 60,5%, подстанций – 81,4%, машин и оборудования – 61,9%. На балансе энергоснабжающих организаций находится более 25000 км воздушных линий всех классов напряжений. 43% воздушных линий электропередач отработали более 25 лет и требуют полной реконструкции. Основное оборудование выработало свой парковый ресурс и требует значительных материальных затрат на техническое перевооружение и реконструкцию. Тепловые сети общей протяженностью 708,51 км, в т.ч. 87% со сроком службы до 20 лет и 13% – свыше 20 лет.

Таким образом, перед нами ставятся задачи:

1. Провести оценку существующей сети;
2. Спроектировать возможные варианты соединения подстанций в реконструируемой сети;
3. Провести расчет режима и расчет токов КЗ выбранного варианта;
4. Выбрать оборудование на подстанциях;
5. Провести механически расчет ВЛ;
6. Показать экономическую привлекательность проекта
7. Рассмотреть безопасность при выполнении работ по данному проекту.

1 Общая характеристика района проектирования

Республика Саха (Якутия) расположена в северо-восточной части Евразийского материка и является самым большим регионом Российской Федерации. Общая площадь континентальной и островной территории Якутии составляет 3,1 млн. кв. км. Свыше 40% территории республики находится за Полярным кругом. Протяженность Якутии в широтном направлении - 2500 км, в меридиональном - 2000 км. Расстояние от Якутска до Москвы - 8468 км, до Хабаровска - 1590 км. Республика Саха (Якутия) вместе с Приморским, Хабаровским и Камчатским краями, Амурской, Магаданской, Сахалинской областями, Еврейской автономной областью и Чукотским автономным округом входит в состав Дальневосточного федерального округа. До настоящего времени Якутия является одним из самых изолированных и труднодоступных регионов мира в транспортном отношении: 90% территории не имеет круглогодичного транспортного сообщения. В среднем на территории Якутии продолжительность отопительного сезона составляет 8-9 месяцев в году, в то же время в арктической зоне - она круглогодична. По данным Всероссийской переписи 2002 г. общая численность населения Республики Саха (Якутия) составила 949 тыс. человек. Удельный вес городского населения - 64,2%, сельского - 35,8%.

На территории Республики работают следующие крупные компании: ОАО АК «Якутскэнерго»; ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал Нерюнгринская ГРЭС; ОАО «Дальневосточная распределительная компания», филиал «Южно-Якутские электрические сети»; ОАО «Федеральная сетевая компания»; ОАО «Виллойская ГЭС-3». Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех не связанных между собой энергорайонов - Южно-Якутского, Центрального и Западного, а также зоны децентрализованного энергоснабжения - Северного энергорайона и в настоящее время является энергоизбыточной.

Климатические условия центрального энергорайона Якутии

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололёду 25-летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25-летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололёдообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

Центральный энергорайон (ЦЭР) объединяет центральный промышленный узел и группу центральных улусов, в том числе заречных, связанных с левобережьем уникальным переходом через реку Лена - линия электропередачи в габаритах 220 кВ. Основным источником электроснабжения потребителей Центрального энергорайона является Якутская ГРЭС мощностью 320 МВт. Дополнительным источником электроэнергии являются Якутская ТЭЦ мощность 12 МВт и ДЭС, общей мощностью 91 МВт. Основная электрическая сеть ЦЭР Якутской ЭС сформирована на напряжении 35-110 кВ и имеет кольцевую струк-

туру. Сети 110 кВ образуют кольцо из двух цепей в районе г. Якутска: Якутская ГРЭС - Табага - Хатын-Урях - Якутская ГРЭС, к которым ответвлениями присоединены 8 ПС 110 кВ. С шин 110 кВ этих подстанций отходят радиальные ВЛ 110 кВ в направлениях: от ПС Хатын-Урях - на ПС Бердигестях (190 км), на ПС Радиоцентр и ПС Кангалассы (40 км), к которым подключены 5 ПС 110 кВ; от ПС Табага - на ПС Хандыга (400 км), на ПС Мохсоголох и далее на ПС Улахан-Ан (100 км). ВЛ Табага - Чурапча - Хандыга, построенная в габаритах 220 кВ, работает на напряжение 110 кВ. К ВЛ подключены ПС 110 кВ: Временная (Майя), Борогонцы, Ытык-Кюель, Новый. От ПС Чурапча построена ВЛ 110 кВ Чурапча - Сулгачи - Усть-Майа - Эльдикан - Солнечный (410 км). К ПС Хандыга подключена ВЛ 110 кВ на ПС Джебарики-Хая длиной 54,6 км.

2 Анализ существующей конфигурации сети

Рассматриваемый участок сети питают ПС Майя и Якутская ГРЭС, и содержит ПС «Табага», ПС «ДСК», ПС «Набережная», ПС «Намыв».

Схемы ПС «Табага», ПС «ДСК», ПС «Набережная», ПС «Намыв» идентичны. Введены в эксплуатацию с 1968 по 1983. Имеет три степени напряжения выполненных по схемам: ОРУ 110кВ - одна секционированная секция шин, ОРУ 35кВ – одна секционированная система шин без обходной, ЗРУ 6кВ. Рассмотрим схему 110 кВ.

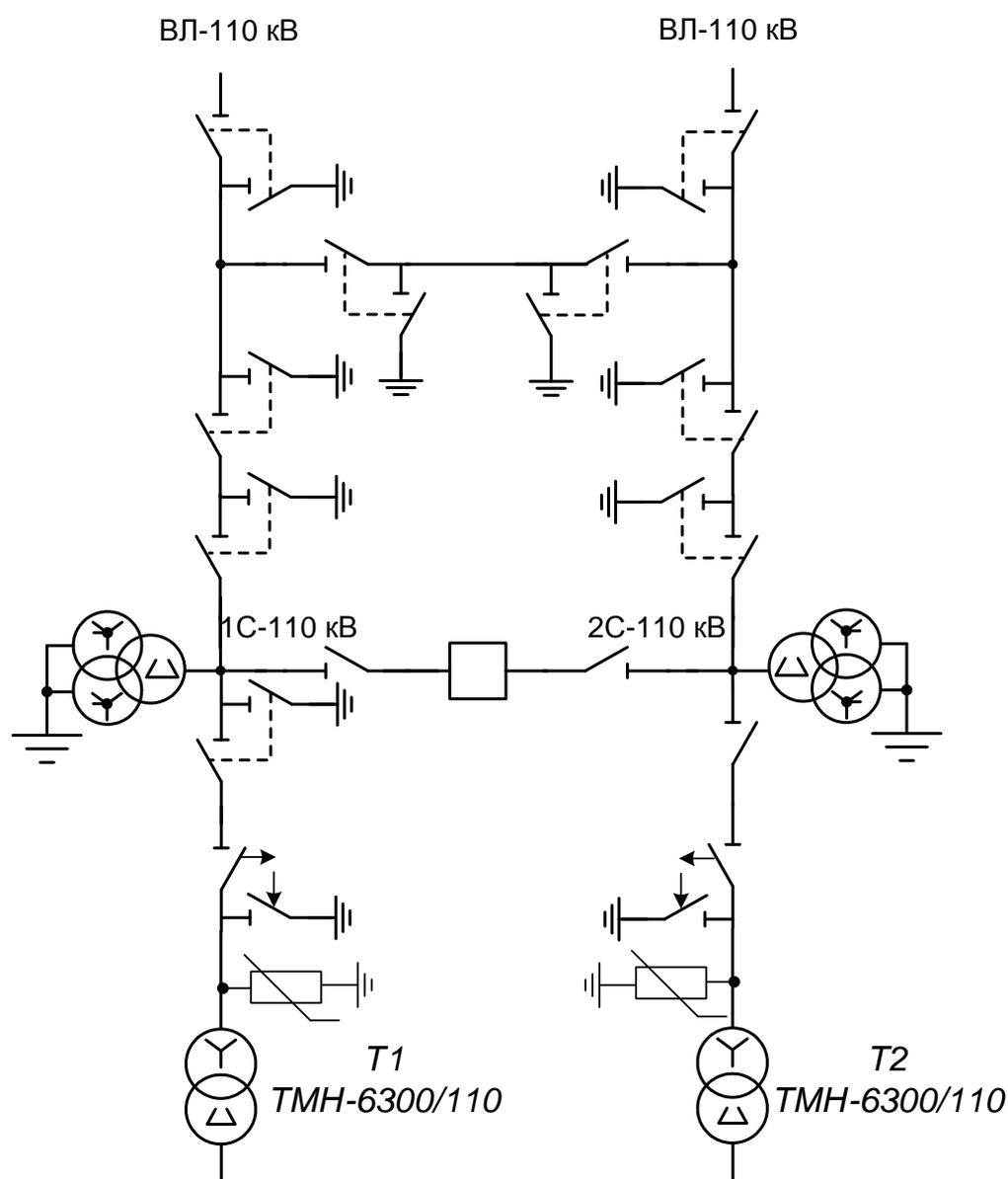


Рис. 1 – Схема ОРУ 110 кВ

В реконструируемый участок сети входит 4 ЛЭП: Якутская ГРЭС – Намыв, Намыв – Набережная, Набережная – ДСК, ДСК – Табага. Участок ПС Майя – Табага будем рассматривать для расчета режима исходной и реконструированной сети.

Реконструируемый участок имеет несколько различных марок проводов на каждом участке, что затрудняет расчет и эксплуатацию данных сетей.

Данные по ЛЭП рассматриваемого участка сети сведем в таблицы 2, 3, 4.

Таблица 2 – Протяженность участков ЛЭП, км

Участок ЛЭП	Кол-во Цепей	М - 70	АС - 120
Якутская ГРЭС – Намыв	1	10,71	2,14
Намыв – Набережная	1	10,95	4,96
Набережная – ДСК	1	17,68	7,49
ДСК – Табага	1	6,6	2,8
ПС Майя – Табага	1	-	3,01

Таблица 3 – Основные параметры ЛЭП.

Участок ЛЭП	М - 70			АС - 120		
	R, Ом	X, Ом	Y _г см*10 ⁻⁶	R, Ом	X, Ом	Y _г см*10 ⁻⁶
Якутская ГРЭС – Намыв	2,91	4,58	28,3	0,53	0,91	5,8
Намыв – Набережная	2,98	4,69	28,9	1,17	2	12,7
Набережная – ДСК	4,81	7,57	46,68	1,87	3,2	20,23
ДСК – Табага	1,795	2,84	15,84	0,7	1,2	17,82
ПС Майя – Табага	-	-	-	0,16	0,64	16,92

Таблица 4 – Сведения об опорах, фундаментах и грозотросах ЛЭП.

Участок ЛЭП		Якутская ГРЭС – Намыв	Намыв – Набережная	Набережная – ДСК	ДСК – Табага
Марка провода		М-70, АС-120	М-70, АС-120	М-70, АС-120	М-70, АС-120
Тип опор	Дерев.	Деревянные	Деревянные	Деревянные	Деревянные

3 Расчет режима существующей сети

Расчет режима будем проводить в RastrWin.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов(ВДТ).
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций.
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
- Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы.
- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП.

- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.
- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.
- Расчет агрегатной информации по различным территориальным и ведомственным подразделениям (потребление, генерация, внешние перетоки).
- Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

4 Расчет нормального режима

Для расчета режима укажем схему замещения сети.

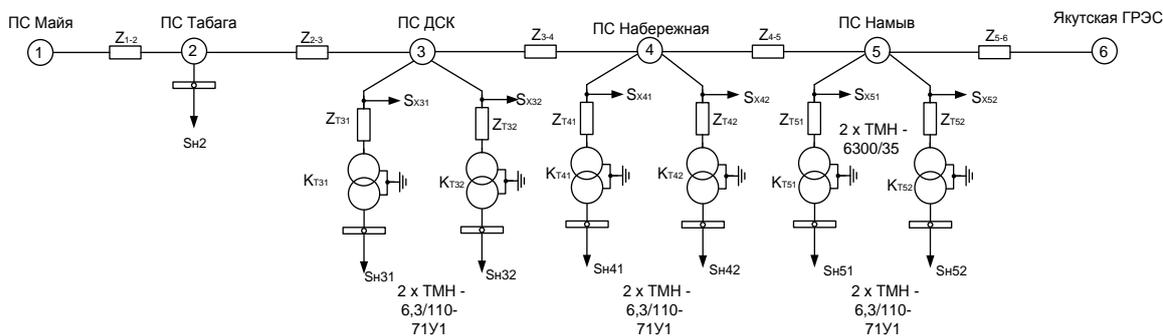


Рис. 2 – Схема замещения реконструируемого участка сети для расчета режима.

Нагрузки узлов с учетом прогноза до 2020 года сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Прогнозируемые нагрузки узлов.

Номер узла	2		3		4		5	
	S_{H2}	S_{H31}	S_{H32}	S_{H41}	S_{H42}	S_{H51}	S_{H52}	
P, МВА	185,9	3,49	2,01	0	1,43	4,312	2,288	
Q, МВар	85	1,99	0,649	0	0,66	2,029	1,051	

Из рассчитанных данных возьмем информацию о ветвях схемы и сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Информация о ветвях схемы в нормальном режиме.

Ветвь	P_{i-j}	Q_{i-j}	ΔP	ΔQ	$I_{л}$	$Q_{Г}$
1-2	180,223	93,77	0,446	1,76	0,959	0,252
2-3	-6,045	8,133	0,018	0,029	0,048	0,499
3-4	-11,521	6,322	0,081	0,131	0,062	0,992
4-5	-12,937	7,283	0,063	0,102	0,071	0,616
5-6	-19,434	5,037	0,094	0,151	0,095	0,506

Сравним токи, текущие по ветвям с допустимыми токовыми нагрузками для медных проводов, и с экономическими токовыми интервалами для проводов марки АС-120 . Покажем сравнение в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение токов на ЛЭП для нормального режима.

Участок ЛЭП	Ток ветви, А	Допустимые токовые нагрузки проводов М-70, А	Допустимые токовые нагрузки проводов АС-120, А
Якутская ГРЭС – Намыв	95	340	390
Намыв – Набережная	71		
Набережная – ДСК	62		
ДСК – Табага	48		

Из таблицы 7 видно, что все провода выдерживают прогнозируемую нагрузку.

5 Расчет и анализ аварийного режима

В аварийном режиме рассмотрим вариант, что линия ПС «Майя» - ПС «Табага» отключена, и питание сети производится посредством Якутской ГРЭС. Из-за отключения цепи на участке ПС «Майя» - ПС «Табага», сопротивление линии увеличится в 2 раза и будет равно $Z = 0,326 + j1,25 \text{ Ом.}$, а проводимость уменьшится в 2 раза, и будет равна $Y_T = 8,5 \text{ См} \cdot 10^{-6}$.

С учетом новых параметров сети произведем расчет режима и сведем информацию о ветвях схемы в аварийном режиме в таблицу 8.

Таблица 8 – Информация о ветвях схемы в аварийном режиме.

Ветвь	P_{i-j}	Q_{i-j}	ΔP	ΔQ	$I_{л}$	$Q_{г}$
2-3	-97,157	79,229	2,724	4,029	0,604	0,483
3-4	-105,264	72,326	7,655	12,353	0,618	0,958
4-5	-114,297	60,321	4,852	7,83	0,652	0,599
5-6	-125,833	49,581	4,35	6,94	0,649	0,501

После расчета аварийного режима, сравним токи, текущие по ветвям с допустимыми токовыми нагрузками для медных проводов, и с экономическими токовыми интервалами для проводов марки АС-120 . Покажем сравнение в таблице 9.

Таблица 9 – Токи ветвей и допустимые токовые нагрузки.

Участок ЛЭП	Ток ветви, А	Допустимые токовые нагрузки проводов М-70, А	Допустимые токовые нагрузки проводов АС-120, А
Якутская ГРЭС – Намыв	649	340	390
Намыв – Набережная	652		
Набережная – ДСК	618		
ДСК – Табага	604		

Из таблицы 9 видно, что ни одна ЛЭП, рассматриваемого участка сети, физически не справится с такой передаваемой нагрузкой в аварийном режиме, соответственно требуется увеличение пропускной способности ЛЭП.

6 Расчет вероятностных характеристик

Для дальнейшего анализа и расчета реконструируемой сети произведем расчет вероятностных характеристик.

Алгоритм расчета вероятностных характеристик рассмотрим на примере ПС «Набережная».

Определяем среднюю мощность ПС «Набережная» для летнего и зимнего периодов

$$P_{cp.z} = \frac{\sum P_{zi} \cdot t_i}{24} \quad (1)$$

где P_{zi} – величина нагрузки в i час в зимний период

t_i – количество часов использования данной нагрузки

Для летнего периода расчет осуществляется по такой же формуле, только вместо P_{zi} используется $P_{ли}$ – нагрузка в летний период. По аналогичным формулам рассчитывается средняя реактивная мощность.

Получаем $P_{cp.z} = 1,025$ МВт, $P_{cp.l} = 0,666$ МВт

$Q_{cp.z} = 0,763$ МВАр, $Q_{cp.l} = 0,534$ МВАр.

Определяем эффективную мощность для ПС «Набережная»

$$P_{эф.z} = \sqrt{\frac{\sum P_{zi}^2 \cdot t_i}{24}} \quad (2)$$

Эффективную активную мощность для лета и реактивные мощности определяются аналогичным образом.

Получаем $P_{эф.z} = 1,08$ МВт, $P_{эф.l} = 0,702$ МВт,

$Q_{эф.z} = 0,775$ МВАр, $Q_{эф.l} = 0,542$ МВАр.

Определяем максимальные и минимальные мощности для ПС «Набережная»

$$P_{max.z} = P_{cp.z} \cdot \left[1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1} \right] \quad (3)$$

$$P_{\min.з} = P_{ср.з} \cdot \left[1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1} \right] \quad (4)$$

где $P_{ср}$ - средняя мощность ПС

t_{β} - коэффициент Стьюдента

k_{ϕ} - коэффициент формы

Нахождение P_{\max} , P_{\min} для лета и Q_{\max} , Q_{\min} для лета и для зимы аналогично. Получаем $P_{\max.з} = 1,692$ МВт, $P_{\max.л} = 1,1$ МВт, $P_{\min.з} = 0,358$ МВт, $P_{\min.л} = 0,233$ МВт, $Q_{\max.з} = 1,023$ МВАр, $Q_{\max.л} = 0,716$ МВАр, $Q_{\min.з} = 0,504$ МВАр, $Q_{\min.л} = 0,353$ МВАр.

Сведем все рассчитанные данные в таблицу 10 для зимы и в таблицу 11 для лета.

Таблица 10 – Вероятностные характеристики для зимнего периода.

ПС	$P_{\max.з}$ МВт	$Q_{\max.з}$ Мвар	$P_{эф.з}$ МВт	$Q_{эф.з}$ Мвар	$P_{ср.з}$ МВт	$Q_{ср.з}$ Мвар	$P_{\min.з}$ МВт	$Q_{\min.з}$ Мвар
ДСК	6,506	3,933	4,153	2,979	3,942	2,936	1,377	1,938
Набережная	1,692	1,023	1,08	0,775	1,025	0,763	0,358	0,504
Намыв	7,798	4,714	4,978	3,571	4,724	3,518	1,651	2,323

Таблица 11 – Вероятностные характеристики для летнего периода.

ПС	$P_{\max.л}$ МВт	$Q_{\max.л}$ Мвар	$P_{эф.л}$ МВт	$Q_{эф.л}$ Мвар	$P_{ср.л}$ МВт	$Q_{ср.л}$ Мвар	$P_{\min.л}$ МВт	$Q_{\min.л}$ Мвар
ДСК	4,229	2,753	2,7	2,086	2,562	2,055	0,895	1,357
Набережная	1,1	0,716	0,702	0,542	0,666	0,534	0,233	0,353
Намыв	5,069	3,3	3,236	2,5	3,071	2,463	1,073	1,626

7 Разработка и анализ проектируемых вариантов сети

При составлении вариантов были учтены следующие условия и принципы:

- Варианты должны обеспечивать требуемую надежность
- Техническая осуществимость вариантов
- Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях
- Учесть категорийности потребителей
- Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки
- Учёт возможности увеличения нагрузки потребителей
- Передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам
- Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении
- Кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании
- Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации

Т. к. подстанции реконструируемой сети находятся практически на одной прямой, то при составлении конкурентоспособных вариантов будем рассматривать различные исполнения ЛЭП соединяющих данные ПС и центры питания сети.

С учетом условий и принципов, показанных выше, а также географического положения рассматриваемого участка, были составлены 2 варианта сети.

Рассмотрим два конкурентоспособных варианта реконструируемой сети:

В первом варианте (рис. 3) все ЛЭП будут выполняться в габаритах и на напряжении 110 кВ. Для этого не потребуется установка дополнительного оборудования, что снизит затраты на реконструкцию. Вариант включает в себя замену медных проводов марки М-70 и проводов АС-120 на сталеалюминиевые провода больших сечений. На промежуточных подстанциях предусматривается

замена устаревшего оборудования на современное. Изменение схемы промежуточных подстанций не требуется.

Второй вариант (рис. 4) предусматривает постройку еще одной параллельной ЛЭП и подключение к ней ПС «Намыв», как ПС с наибольшей нагрузкой. Положительной стороной такого варианта является то что мы уменьшаем нагрузку на одну линию без затрат на расширение промежуточных подстанций. С другой же стороны, для постройки еще одной ЛЭП нам понадобится установка дополнительного оборудования на ПС «Намыв» и ПС «Майя», а так же нужно выделение земли под строительство.

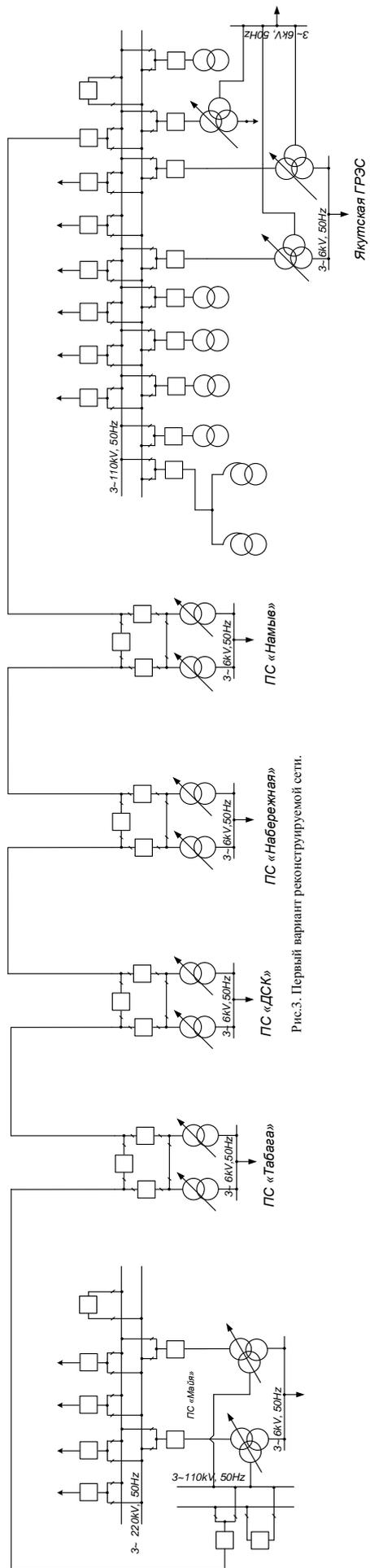


Рис.3. Первый вариант реконструируемой сети.

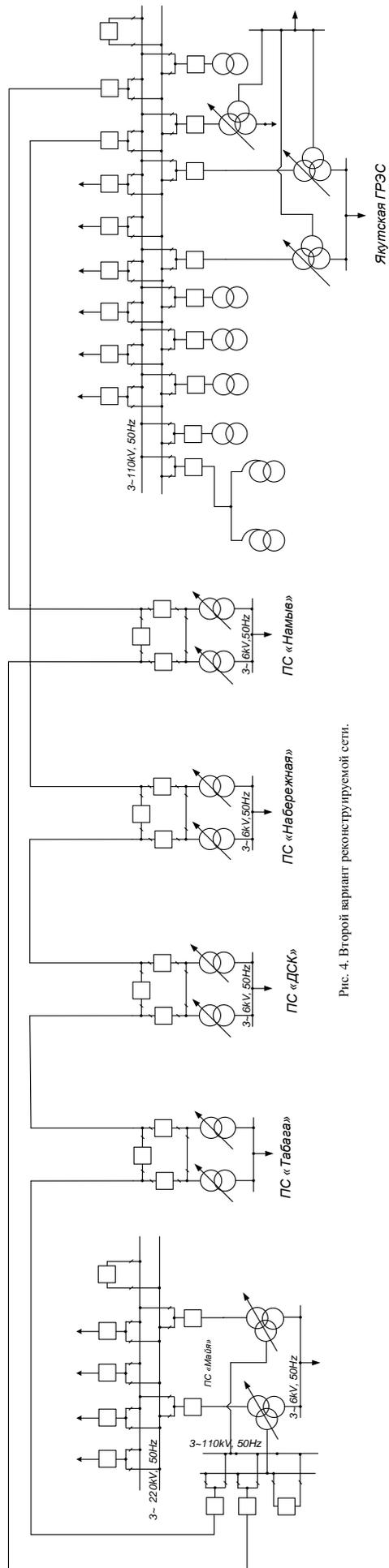


Рис. 4. Второй вариант реконструируемой сети.

Из двух вариантов спроектированной сети с точки зрения надёжности является вариант номер 2 - в данном варианте предусматривается строительство второй параллельной линии до подстанции «Намыв». В первом варианте предусмотрено только замена провода и опор по существующей трассе линии. Подстанции Табага, ДСК, Набережная, Намыв при таком варианте получают питание с двух сторон от ПС Майя и Якутская ГРЭС. Надёжность в первом варианте является оптимальной для обеспечения эффективного и надёжного электроснабжения потребителей. С точки зрения технико-экономического сравнения вариантов наиболее выгодным является первый вариант – затраты на сооружение линии значительно ниже, что является значительным показателем в условиях сложной экономической ситуации в стране. Таким образом после проведенных расчётов выбираем вариант номер один – он является оптимальным с точки зрения затрат и надёжности электроснабжения потребителей.

8 Выбор силовых трансформаторов

Проектирование на подстанциях предусматривает, как правило, установку 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по формуле:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot \beta_{опт}} \quad (5)$$

где N – количество трансформаторов

$\beta_{опт}$ – оптимальный коэффициент загрузки равный $\beta_{опт} = 0,7$ (для двух) или $\beta_{опт} = 0,85$ (для одного).

По расчетной мощности трансформаторов определяем номинальную мощность трансформаторов и проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки при номинальном и после аварийном режиме. Послеаварийным режимом мы считаем режим, возникающий при отключении одного из двух трансформаторов.

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$K_{з.н}$ – коэффициент загрузки при номинальном режиме работы.

$$K_{з.послеав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(2-1) \cdot S_{ном}} \quad (7)$$

где $K_{з.послеав}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном

режиме работы ($K_{з.послеав} \leq 1.4 - 1.5$).

Рассмотрим пример выбора трансформатора для ПС ДСК

$$S_{расч.В} = \sqrt{\frac{3,942^2 + 3,933^2}{2 \cdot 0,7}} = 3,977 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТМН – 6300/110.

$$K_{з.н.В} = \frac{\sqrt{3,942^2 + 3,933^2}}{2 \cdot 6.3} = 0,442$$

$$K_{з.послеав,В} = \frac{\sqrt{3,942^2 + 3,933^2}}{1 \cdot 6.3} = 0,884$$

Аналогично выбираются трансформаторы на остальные подстанции. Покажем выбранные марки трансформаторов в таблице 12.

Таблица 12 – Трансформаторы, выбранные для ПС

ПС	Тип силового трансформатора	
	Вариант 1	Вариант 2
ДСК	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110
Набережная	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110
Намыв	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110

9 Выбор проводов

Определим сечение и марку проводов методом экономических токовых интервалов. Найдем расчетный ток:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования

максимальной нагрузки линии $T_{\max} = 1.1$

I_{\max} – максимальное значение тока текущего по линии, который находится по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max.z}^2 + Q_{\text{неск.з}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (9)$$

где $P_{\max.z}$ – максимальный поток активной мощности текущей по линии в зимнее время года

$Q_{\text{неск.з}}$ – некомпенсированная зимняя реактивная мощность

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

$n_{\text{ц}}$ – число цепей на линии.

Для примера рассчитаем ток и выберем марку провода для участка ПС «Таблага»- ПС «ДСК».

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{7.891^2 + 4.77^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 48.397 \text{ A}$$

$$I_p = 48.397 \cdot 1.1 = 53.236 \text{ A}$$

По значению расчетного тока определяем сечения линий. Выполняем проверку по нагреву длительно допустимого тока в тяжелом послеаварийном режиме. Таким режимом считается обрыв наиболее загруженного головного участка в замкнутых сетях, а так же обрыв одной цепи в двух цепных линиях.

Если выбранные провода не проходят проверку по нагреву, то выбираем провода большего сечения. Если же невозможно применить провода большего сечения, тогда усиливаем линию второй цепью, либо выполняем данный участок в исполнении более высокого класса напряжения.

Сведем рассчитанные токи для двух вариантов в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчетные токи для выбора проводов

№ Варианта	Участок сети	I_{\max} , А	I_p , А	$I_{ав}$, А
1	Табага – ДСК	48,397	53,236	71,855
	ДСК – Набережная	8,494	9,344	42,629
	Набережная – Намыв	1,883	2,072	7,601
	Намыв – Якутская ГРЭС	49,71	54,68	-
2	Табага – ДСК	35,665	39,231	-
	ДСК – Набережная	4,238	4,661	29,277
	Набережная – Якутская ГРЭС	14,615	16,077	36,869
	Табага – Намыв	12,441	13,685	35,028
	Намыв – Якутская ГРЭС	35,386	38,924	-

Из таблицы 13 видно, что на реконструируемом участке сети по ЛЭП протекают довольно маленькие токи. Однако, если учесть что при ремонтном режиме (обрыве цепи линии ПС Майя - ПС «Табага»), по реконструируемым ЛЭП ожидается переток мощности равный $100+j15$, то расчетные токи очень сильно увеличатся. Исходя из вышесказанного будем выбирать провода, имеющие большую пропускную способность.

Выбранные сечения проводов и типы опор приведем в таблице 14.

Таблица 14 – Выбранное сечение проводов и марки опор

Участок сети	$I_{p.TB}, A$	Марка провода	Кол-во цепей	Типы опоры
Табага – ДСК	53,236	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
ДСК – Набережная	9,344	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
Набережная – Намыв	2,072	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
Намыв – Якутская ГРЭС	54,68	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9

10 Расчет надежности

Анализ надежности систем электроэнергетики часто проводится в предположении идеальной работы систем управления. В действительности различные системы управления, например релейная защита, противоаварийная автоматика, автоматические регуляторы сами могут быть источниками ненадежности, например, выдавать ложные сигналы или отказывать в работе. Последствия ненадежной работы устройств управления могут вызывать значительные ущербы для народного хозяйства. Особенно большие ущербы от такой ненадежности наблюдаются в ЭЭС, ведь развивающиеся цепочные или каскадные аварии, как правило, связаны с отказами и неправильной работой РЗ, ПА, АР.

Надежность электроснабжения обеспечивается резервированием элементов и частей систем электроснабжения, участков электрических сетей, устройств релейной защиты и автоматики и т.д., что связано со значительными капиталовложениями.

Проблема надежности всегда занимала центральное место при эксплуатации. К средствам, с помощью которых повышается надежность, относятся РЗА, схемные и режимные мероприятия, например, неполнофазные режимы, плавка гололеда, резервирование, увеличение пропускной способности элементов сети.

Под надежностью ЭЭС понимается бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Надежность наиболее распространенных элементов электрических сетей, таких как силовые трансформаторы, кабели и вводы в значительной степени определяются надежностью работы изоляции. Основной характеристикой изоляции электротехнических изделий является ее электрическая прочность, которая зависит от однородности материала.

Разрушение изоляции при функционировании элемента происходит при нагревании токами нагрузок, температурных воздействиях внешней среды, механических нагрузках, низком качестве электроэнергии, при высоких напряжен-

ностях электрического поля. Среди перечисленных факторов одним из наиболее влияющих на срок службы является тепловое старение.

Расчет надежности будем производить по аналитическому методу. Рассмотрим алгоритм этого метода:

а. Определяется перечень расчетных случаев надежности выделенной части схемы ЭЭС для анализируемого нормативного или расчетного режима.

б. Составляется расчетная схема для выбранного расчетного случая. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме.

в. Для каждого элемента расчетной схемы по справочным данным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потокоотказов, λ или ω ;
- среднее время восстановления электроснабжения t_b ;
- частота плановых или преднамеренных отключений, $\mu_{пл}$ или $\mu_{пр}$

Для выключателя дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $a_{оп}$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- Длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

г. По расчетной схеме составляется схема замещения.

д. Последовательно соединенные элементы заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели:

- параметр потока отказа, ω_c ;
- коэффициент вынужденного простоя, $K_{ПС}$;
- время восстановления, $t_{вс}$.

е. Параллельно соединенные элементы или цепочки схемы замещаются одним эквивалентным, для которого определяется тот же перечень показателей надежности.

ж. Учитывается АВР по формуле полной вероятности.

з. Определяется расчетное время безотказной работы схемы и время ее восстановления.

Рассчитаем надежность схемы ПС «ДСК».

Составим расчетную схему и схему замещения и покажем ее на рисунках 9, 10.

Определение показателей надежности любого элемента производится по следующей формуле:

$$q = \frac{\Omega \cdot t_B}{t_r} \quad (10)$$

где q – вероятность состояния отказа простых элементов,

t_B – среднее время восстановления электроснабжения, ч.

t_r – число часов в году, ч.

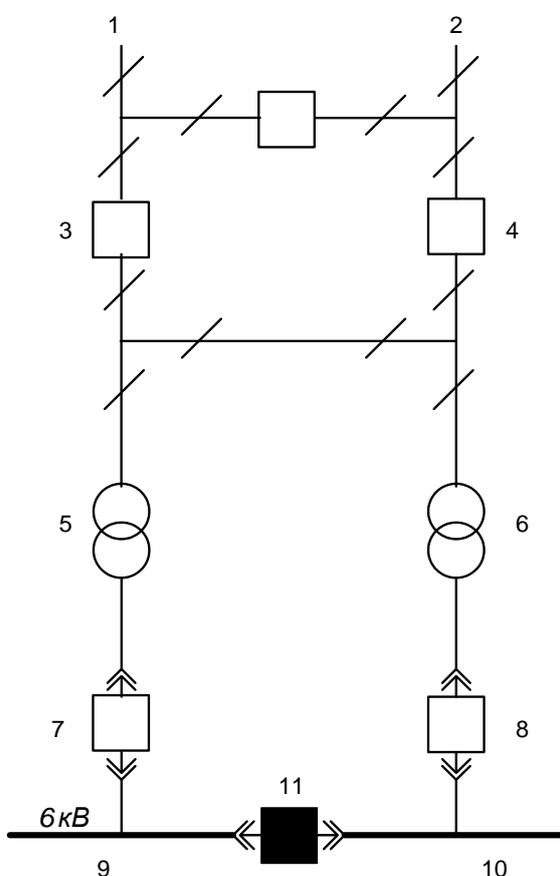


Рис 5 – Расчетная схема для анализа надежности.

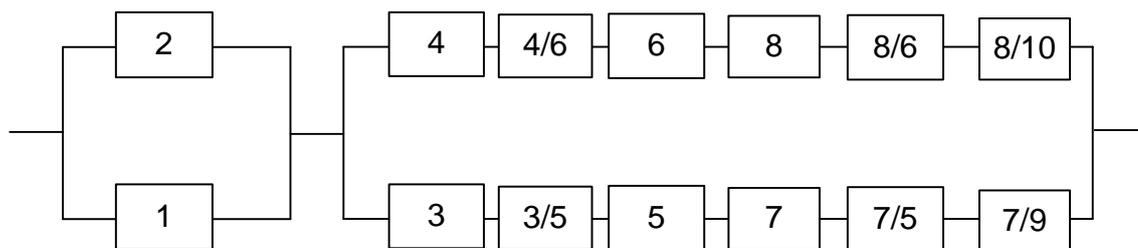


Рис 6 – Схема замещения для анализа надежности.

Рассчитаем показатель надежности трансформатора

$$q_{\Gamma} = \frac{\omega_{\Gamma} \cdot t_{\text{ВТ}}}{t_{\Gamma}} = \frac{0,018 \cdot 40}{8760} = 8,219 \cdot 10^{-5} \quad (11)$$

При расчете вероятность отказа модели выключателя учитываем отказы смежных элементов: релейная защита, автоматика и оперативные переключения, а также АПВ на линии.

$$q_{\text{В}} = q_{\text{СТ В}} + a_{\text{оп}} \times N_{\text{оп}} + a_{\text{к}} \left[1 - \prod_{i=1}^{N, P} (1 - q_{\text{СП}})_i \cdot (1 + k_{\text{АПВ}}) \cdot (1 - q_3)_j \right] \quad (12)$$

где $q_{\text{СТ В}}$ - статическая вероятность отказа выключателя, с учетом разъединителей;

$a_{\text{оп}}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях (для выключателя 110 кВ = 0,004);

$a_{\text{к}}$ - параметр отказа выключателя при отключении к.з. (определяется по справочным данным);

N, P – соответственно количество смежных элементов и их РЗ и А.

$N_{\text{оп}}$ - количество оперативных переключений за год.

$$q_{\text{СТ}} = \frac{\omega_{\text{В}} \cdot t_{\text{ВВ}}}{t_{\Gamma}} + n_p \cdot \frac{\omega_{\text{Р}} \cdot t_{\text{ВР}}}{t_{\Gamma}} \quad (13)$$

где n_p – количество разъединителей.

Подставляя все данные в формулу получаем, что $q_{CT} = 3,425 \cdot 10^{-5}$

Аналогично рассчитываются остальные элементы схемы.

Эквивалентирование схемы замещения производится при последовательном соединении посредством сложения вероятностей и при параллельном соединении посредством их умножения.

$$q_{1CIII} = q_1 + q_3 + q_5 + q_7 + q_9 \quad (14)$$

$$q_{1CIII} = 1,336 \cdot 10^{-3} + 9,4 \cdot 10^{-3} + 8,219 \cdot 10^{-5} + 2,464 \cdot 10^{-3} + 1,712 \cdot 10^{-5} = 0,013$$

Рассчитаем коэффициент простоя и готовности

$$K_{PC} = q_{1CIII} \cdot q_{2CIII} = 0,013 \cdot 0,013 = 1,769 \cdot 10^{-4} \quad (15)$$

где K_{nc} – коэффициент простоя системы.

$$K_{GC} = 1 - K_{PC} = 1 - 1,769 \cdot 10^{-4} = 0,99982 \quad (16)$$

где K_{ec} – коэффициент готовности системы.

Рассчитаем интенсивность отказов:

$$w_{1CIII} = w_{2CIII} = w_{B1} + w_B + w_T + w_{B6} + w_{III} = 1,362 \quad (17)$$

$$\omega_C = \omega_{1CIII} \cdot \omega_{2CIII} = 1,855 \quad (18)$$

где ω – интенсивность отказа.

Найдем среднее время восстановления системы:

$$t_B = \frac{K_{ПС}}{\omega_c} = \frac{1,768 \cdot 10^{-4}}{1,855} = 9,534 \cdot 10^{-5} \quad (19)$$

Вероятность отказа с учетом АВР рассчитаем при помощи формулы полной вероятности:

$$q_c = q(S / A_1 A_2) p(A_1) p(A_2) + q(S / \overline{A_1} A_2) q(A_1) p(A_2) + q(S / A_1 \overline{A_2}) p(A_1) q(A_2) + q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) q(A_1) q(A_2) \quad (20)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \overline{A_1} A_2)$ – условная вероятность отказа системы при отказе в отключении отказавшего элемента = 0,5;

$q(S / A_1 \overline{A_2})$ – условная вероятность при отказе во включении резервного элемента = 0,5;

$q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – условная вероятность при совпадении отказа в отключении с отказом во включении = 0,5;

$p(A_1)q(A_1)$ – вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа в отключении = 0,05;

$p(A_2)q(A_2)$ – вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении = 0,01;

Подставляя все данные в формулу получаем, что $q_c = 0,045$

Соответственно вероятность безотказной работы будет

$$P_c = 1 - q_c = 1 - 0,045 = 0,955 \quad (21)$$

11 Выбор оптимального варианта по технико-экономическим показателям

Сравнение проводим только по отличающимся элементам сетей вариантов. В предоставленных схемах различно только исполнение ЛЭП, т.е. сравнивать будем по затратам на постройку ЛЭП.

Для определения приведенных затрат используют следующую формулу:

$$Z = E \cdot K + I \quad (22)$$

где K – капиталовложение на сооружение воздушных линий и подстанций

I – ежегодные эксплуатационные расходы

E – коэффициент дисконтирования $E = 0,1$

Капитальные вложения на строительство сети находим по формуле

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (23)$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L \quad (24)$$

где K_0 – Удельная стоимость одного километра линии

L – длина трассы

Капитальные вложения определяются с помощью укрупненных стоимостных показателей. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции $k_{инф} = 91$.

Следующим показателем являются издержки, которые необходимы для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I = I_{э.р} + I_{ам} + I_{\Delta W} \quad (25)$$

где $I_{э.р}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию

$I_{ам}$ – издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы

$I_{\Delta W}$ – издержки на потерю электроэнергии

Найдем издержки на ремонт и эксплуатацию

$$I_{\varepsilon, p} = \alpha_{\varepsilon, p, \text{ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\varepsilon, p, \text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (26)$$

где $\alpha_{\varepsilon, p, \text{ВЛ}}, \alpha_{\varepsilon, p, \text{ПС}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию и ремонт

$$(\alpha_{\varepsilon, p, \text{ВЛ}} = 0,008; \alpha_{\varepsilon, p, \text{ПС}} = 0,059)$$

Найдем издержки на амортизацию

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \quad (27)$$

где $T_{\text{сл}}$ – рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Найдем издержки на потери электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (28)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт•ч;

$C_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии. $C_{\Delta W} = 7,24$ коп/кВт•ч.

Найдем потери электроэнергии. Они определяются при помощи потоков эффективных мощностей.

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (29)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери электроэнергии в ВЛЭП

$\Delta W_{\text{ТР}}$ – потери электроэнергии в трансформаторах

$\Delta W_{\text{КУ}}$ – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

При сравнении вариантов будем учитывать только потери во ВЛЭП.

Потери мощности в ВЛЭП.

$$\Delta W_{\text{ВЛ}}^{\text{з.и.м}} = \frac{(P_{\text{эф}}^{\text{з.и.м}})^2 + (Q_{\text{эф}}^{\text{з.и.м}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{з.и.м}} \quad (30)$$

где $P_{\text{эф}}$ – Эффективный поток активной мощности по участку

$Q_{\text{эфнеск}}$ – эффективная не скомпенсированная реактивная мощность

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети

$R_{\text{вл}}$ – сопротивление участка линии

$T_{\text{зим}}$ – количество зимних часов

Расчет для летнего периода выполняется по аналогичным формулам. Пример расчета приведен в приложении Б. Рассчитанные данные сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Сравнение вариантов по технико-экономическим показателям

№ варианта	К, м.руб.	И, м.руб.	З, м.руб.	ΔW , МВт*ч
1	311,204	23,239	54,359	32,639
2	478,812	37,566	80,169	32,117

Как мы видим из таблицы 15, вариант 1, является наиболее выгодным, т.к. в нем капиталовложения на строительство сети и приведенные затраты гораздо ниже чем во 2-м варианте. По потерям электроэнергии оба варианта практически одинаковы.

12 Расчет максимального, минимального и послеаварийного режима реконструированной сети

Расчет режимов будем производить аналогично пункту 3

Расчет максимального режима.

Мощности для расчета максимального режима показаны в таблице 5.

Остальные данные для расчета максимального режима сведем в таблицы 16 и 17.

Таблица 16 – Данные по трансформаторам.

ПС	ДСК	Набережная	Намыв
Наименование тр-ра	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110

Таблица 17 – Данные по ветвям схемы

Участок сети	Обозначение в СДО	Длина участка сети, км	Кол-во цепей	z_{0i} , Ом/км	b_{0i} , См/км
ПС Майя-«Табага»	1-2	3,01	1	$0,163 + j \cdot 0,641$	$16,92 \cdot 10^{-6}$
«Табага»-«ДСК»	2-3	9,4	1	$0,226 + j \cdot 4,089$	$23,97 \cdot 10^{-6}$
«ДСК»-«Набережная»	3-4	25,17	1	$0,604 + j \cdot 10,95$	$64,18 \cdot 10^{-6}$
«Набережная»-«Намыв»	4-5	15,91	1	$0,382 + j \cdot 6,921$	$40,57 \cdot 10^{-6}$
«Намыв»-«Якутская ГРЭС»	5-6	12,85	1	$0,308 + j \cdot 5,59$	$32,77 \cdot 10^{-6}$

Проведем анализ структуры потерь для режимов, рассчитанных с помощью RastrWin. Структуру потерь для режимов представим в таблице 18. При анализе режима потери активной мощности не должны превышать 5 %, а потери реактивной мощности 15 %. Укажем структуру потерь в таблице 18.

Таблица 18 – Структура потерь режимов

Ре- жим	Потери в транс- форматорах, МВт и МВАр		Потери в ЛЭП, МВт и МВАр		Суммарная потребляемая мощность, МВА	Генерация, МВА	Гене- рация ЛЭП, МВАр
	Активные	Реакт.	Активные	Реакт.			
Макс.	0,07	0,92	0,453	2,042	199,43+j91,379	199,476+j88,42	j2,65
Мин.	0,041	0,541	0,202	1,07	131,399+j66,77	131,703+j66,35	j2,652
Рем.	1,556	28,23	1,53	22,1	199,43+j91,38	201,092+j110,9	j2,498

В результате видно, что в зимнем и летнем режимах, потери активной мощности лежат в допустимом пределе меньше 5 %, а потери реактивной мощности меньше 15 %. Однако в ремонтном режиме потери реактивной мощности выходят за допустимое значение в 15%, то есть при длительном использовании ремонтного режима могут потребоваться меры по снижению этих потерь.

Проверим провода по длительно допустимому току в ремонтном режиме.

Таблица 19 – Токи ветвей и допустимые токовые нагрузки.

Участок ЛЭП	Ток ветви, А	Допустимые токо- вые нагрузки про- водов АС-240, А
Якутская ГРЭС – Намыв	533	610
Намыв – Набережная	500	
Набережная – ДСК	493	
ДСК – Табага	467	

Из таблицы 19 видно, что даже в ремонтном режиме выбранные провода выдержат нагрузку, передаваемую по ЛЭП, соответственно провода выбраны правильно. Подробные результаты расчета показаны в приложении В.

13 Расчет токов короткого замыкания

Для электроустановок характерны 4 режима: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный, причем аварийный режим является кратковременным режимом, а остальные - продолжительными режимами.

Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Учитывая дискретный характер изменения параметров электрооборудования, расчет токов КЗ для его проверки допускается производить приближенно, с принятием ряда допущений, при этом погрешность расчетов токов КЗ не должна превышать 5—10 %.

Для проверки электрооборудования по режиму короткого замыкания требуется сопоставить вероятностные параметры режима КЗ с детерминированными параметрами электрооборудования. Для возможности такого сопоставления вероятностные параметры режима КЗ преобразуются в условно детерминированные параметры режима расчетных условий КЗ.

Расчетные условия КЗ, т.е. наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия КЗ, формируются на основе опыта эксплуатации электроустановок, анализа отказов электрооборудования и последствий КЗ, использования соотношений параметров режима КЗ, вытекающих из теории переходных процессов в электроустановках.

Расчетные условия КЗ определяются индивидуально для каждого элемента электроустановки. Для однотипных по параметрам и схеме включения элементов электроустановки допускается использовать аналогичные расчетные условия.

В соответствии с ПУЭ допускается не проверять по режиму КЗ некоторые проводники и электрические аппараты, защищенные плавкими предохранителями, а также проводники и аппараты в цепях маломощных, неответственных по-

требителей, имеющих резервирование в электрической или технологической части. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара.

Чтобы определить расчетный ток КЗ с целью выбора или проверки электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания, необходимо предварительно выбрать расчетные условия, отвечающие требованиям ПУЭ, в частности расчетную схему электроустановки.

Выбор этой схемы следует производить с учетом возможных электрических схем соответствующей электроустановки при различных продолжительных режимах ее работы, включая ремонтные и послеаварийные режимы, а также с учетом электрической удаленности различных источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей) от расчетной точки КЗ.

В соответствии с ГОСТ 26522-85 все короткие замыкания подразделяются на удаленные и близкие. КЗ считается удаленным, если амплитуды периодической составляющей тока статора данной электрической машины в начальный и произвольный моменты КЗ практически одинаковы, и близким, если эти амплитуды существенно отличаются. Обычно под электрической удаленностью расчетной точки КЗ от какого-либо источника энергии понимают приведенное к номинальной мощности и номинальному напряжению источника внешнее сопротивление, которое оказывается включенным между источником и точкой КЗ в момент возникновения КЗ. Однако такой способ оценки удаленности применим лишь в тех случаях, когда различные источники энергии связаны с расчетной точкой КЗ независимо друг от друга. Более универсальной величиной, которая в полной мере характеризует электрическую удаленность расчетной точки КЗ от произвольного источника энергии и может быть сравнительно легко определена в схеме любой конфигурации и при любом числе источников энергии, является отношение действующего значения периодической составляющей тока источника энергии (генератора, синхронного компенсатора, электродвигателя) в начальный момент КЗ к его номинальному току.

В отечественной и международной практике КЗ принято считать близким, если это отношение равно двум или больше двух. При меньших значениях указанного отношения КЗ следует считать удаленным.

В тех случаях, когда решаемая задача ограничивается приближенной оценкой значения тока в месте КЗ, для генератора или синхронного компенсатора КЗ допустимо считать удаленным, если расчетная точка КЗ находится по отношению к синхронной машине за двумя и более трансформаторами или за реактором (кабельной линией), сопротивление которого превышает сверхпереходное сопротивление генератора или синхронного компенсатора более чем в 2 раза. Для синхронного или асинхронного электродвигателя КЗ допустимо считать удаленным, если расчетная точка КЗ находится на другой ступени напряжения сети (т.е. за трансформатором) или за реактором, кабелем и т.д., сопротивление которого в 2 раза и более превышает сверхпереходное сопротивление электродвигателя.

Если параметры генераторов, трансформаторов и других элементов наиболее удаленной от точки КЗ части электроэнергетической системы неизвестны, то эту часть системы допускается представлять на исходной расчетной схеме в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением. Электродвигатели, для которых расчетное КЗ является удаленным, в расчетную схему не вводятся. Учет или неучет в расчетной схеме других элементов энергосистемы зависит от требуемой точности расчетов тока КЗ, расчетного времени КЗ, используемого метода расчета и других факторов.

При расчете токов КЗ для реконструируемой сети воспользуемся Письмом № 2-24-57-483 от 30.05.2007 «О суммарных токах КЗ». Из данного письма возьмем известные токи короткого замыкания на центрах питания для нашей сети. Это позволит более полно учесть остальную часть электрической сети Приморского края. Так на шинах 110 кВ подстанции «Табага» ток трехфазного КЗ равен 17,79 кА.

Расчёт будем производить в относительных единицах в приближённом приведении. То есть, принимаем базисную мощность $S_0 = 1000 \text{ МВА}$, напряжения каждой ступени выбираем из среднего ряда напряжений и рассчитываем базисные токи необходимых ступеней.

Составим схему замещения, и покажем ее на рисунке 7.

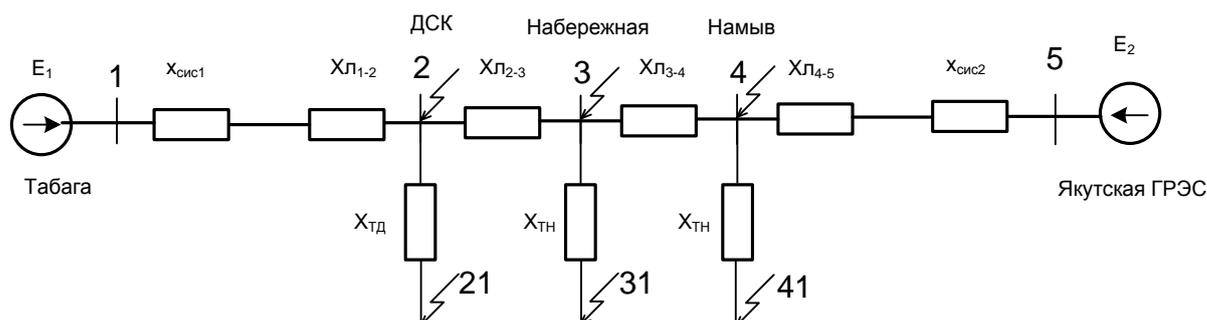


Рис 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Сопротивление системы найдем по формуле

$$X_{сис} = \frac{S_{баз}}{U_{баз} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{КЗ}} \quad (31)$$

Где $S_{баз}$ – базисная мощность

$U_{баз}$ – Базисное напряжение, принятое из среднего ряда

$$X_{сис1} = \frac{1000}{115 \cdot \sqrt{3} \cdot 17,79} = 0,282$$

Сопротивления линий находим по формуле

$$X_{Л} = X_0 \cdot l_0 \frac{S_{баз}}{U_{баз}} \quad (32)$$

Где X_0 – Сопротивление одного километра провода

l_0 – длина линии

$$X_{Л1-2} = 0,241 \cdot 9,4 \frac{1000}{115} = 0,309$$

Сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$X_{TP} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном}} \quad (33)$$

$$X_{TP_Горн} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,667$$

Для расчета тока короткого замыкания нам необходимо упростить исходную схему замещения до тех пор, пока у нас не получится семейство радиальных расчетных ветвей. Для упрощения схемы замещения мы используем ряд типовых преобразований. Упрощенная схема представлена на рисунке 8.

Рассмотрим пример расчета для ПС «ДСК»

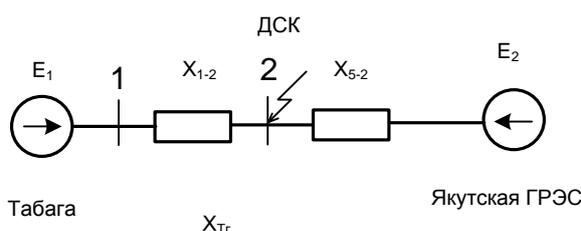


Рис 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке 2

$$X_{1-2} = X_{сис1} + X_{Л1-2} = 0,591 \quad (34)$$

$$X_{5-2} = X_{сис2} + X_{Л4-5} + X_{Л3-4} + X_{Л2-3} = 2,034 \quad (35)$$

Для определения периодической составляющей тока трехфазного КЗ, в начальный момент времени воспользуемся формулой

$$I_{п.о.1-2} = \frac{E_c}{X_{12}} \cdot I_0 = 8,489 \quad (36)$$

Точно так же находим и ток $I_{п.о.5-2} = 2,468$

Ток, на шинах 110 кВ ПС «ДСК», будет равен сумме полученных выше ТОКОВ

$$I_{п.о.2} = I_{п.о.1-2} + I_{п.о.5-2} = 10,957 \quad (37)$$

Нахождение периодической составляющей тока КЗ в точке 21 Будет аналогично расчету, показанному выше, только с учетом трансформатора.

Преобразуя трехлучевую звезду в двухлучевую получаем схему, идентичную рисунку 8. Значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ Рассчитываем по формуле (37)

Все найденные данные сведем в таблицу 20

Таблица 20 – Токи КЗ

Наименование ПС	Место КЗ	Периодическая составляющая тока 3х фазного КЗ в начальный момент времени, кА	Значение ударного тока КЗ, кА
ДСК	2	10,957	25,569
	21	5,108	11,92
Набережная	3	7,7	17,968
	31	2,041	3,952
Намыв	4	9,938	23,189
	41	5,094	9,863

14 Выбор и проверка оборудования на подстанции

В последнее время в электроэнергетике России существенно обостряется проблема физического и морального старения электрооборудования электростанций, подстанций, электрических сетей. Протяженность распределительных электрических сетей, выработавших свой ресурс, составляет 75 % от общей протяженности. По прогнозной оценке через 6-10 лет техническое состояние электрооборудования станций и подстанций может стать тормозом развития электроэнергетики. При этом темпы воспроизводства основных фондов в электроэнергетике резко снизились.

Важнейшей задачей является разработка и внедрение нового, более совершенного электрооборудования, повышающего надежность и качество электроснабжения.

За последние годы были освоены и внедрены или начинают внедряться в производство:

- вакуумные и элегазовые выключатели, использующие принципиально новые способы гашения дуги;
- принципиально новые комплектные распределительные устройства напряжением 6-10 кВ на основе модульной конструкции;
- комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией напряжением 110 кВ и выше;
- «реклоузеры» напряжением 6-10 кВ;
- новые конструкции измерительных трансформаторов тока и напряжения на основе литой, полимерной и элегазовой изоляции;
- антиферрорезонансные трансформаторы напряжения;
- новые аппараты для ограничения перенапряжений в фарфоровых и полимерных покрышках.

Применение масляных, маломасляных, электромагнитных выключателей резко сократилось. Практически все производители прекратили работы в области модернизации конструкции этих выключателей. Ограниченный выпуск этих выключателей в ряде стран, в том числе и в нашей стране продолжается, так как

технология их изготовления хорошо отлажена и они сравнительно дешевле. Следует заметить, что в электрических сетях России напряжением 110-750 кВ в настоящее время эксплуатируется большое количество воздушных и масляных выключателей, в том числе баковых. При этом количество выключателей, срок службы которых перешел предел, установленный НТД, превышает 40%. От 5 до 15% выключателей работает в недопустимых для них режимах.

Основным направлением технического перевооружения электрических сетей напряжением 110-750 кВ должна стать замена устаревших масляных и воздушных выключателей на современные элегазовые. В этой связи перед нашей промышленностью стоят очень серьезные задачи более широкого производства и внедрения элегазовой коммутационной аппаратуры, в том числе комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Эта техника при уменьшении габаритов и массы аппаратов, снижении трудозатрат значительно повышает надежность энергосистем.

В электрических сетях 10-35 кВ предстоит замена маломасляных, электромагнитные и других типов выключателей на вакуумные.

В настоящее время в какой-то степени сохраняют свои позиции генераторные воздушные выключатели, для которых требуются исключительно высокие параметры по продолжительности и значению тока отключения.

Вакуумные выключатели

Применение вакуумных выключателей особенно оправдано для работы с частыми коммутациями рабочих токов, например, для коммутации реакторов, конденсаторных установок, дуговых электрических печей, для пусков и переключений электродвигателей мощностью от десятков до тысяч киловатт.

Пределные параметры вакуумных выключателей, достигнутые в серийном производстве, составляют по номинальному току 4000 А, по току отключения - 100 кА при 7,2 кВ и 31,5 кА при 35 кВ. В настоящее время усилия разработчиков направлены не только на повышение основных параметров аппаратов, но и на создание более экономичных конструкций и на повышение надежности аппаратов.

Создание более совершенных и экономичных конструкций выключателей идет по пути совершенствования, во-первых, вакуумных дугогасительных камер, конструкция которой определяет предельные параметры выключателя и его стоимость: уменьшения диаметра камеры; снижения усилий поджатая контактных деталей, увеличения отключающей способности, уменьшения габаритов в результате применения полимерной изоляции снаружи камеры. Во-вторых, совершенствования традиционных и разработки принципиально новых типов приводов для вакуумных выключателей. В частности, разработка принципиально нового магнитного привода позволяет уменьшить размеры выключателя на 40% по сравнению с размерами выключателя с пружинным приводом. Магнитный привод позволяет практически отказаться от обслуживания выключателя [4]. В области создания приводов традиционного типа - пружинно-моторных и пружинно-рычажных возможности с точки зрения производственных затрат практически исчерпаны.

Повышение надежности вакуумных выключателей в основном связано с повышением надежности их приводов, так как надежность камер при современной технологии производства практически безупречна.

К недостаткам вакуумных выключателей традиционно относят повышенный уровень перенапряжений, возникающих при включениях и отключениях выключателей. Проведенные исследования показывают, что перенапряжения возникают при коммутации любой электрической сети и, в основном, не зависят от типа дугогасящей среды выключателя.

Элегазовые выключатели

В элегазовых выключателях в качестве изолирующей и дугогасящей среды используется шестифторовая сера (элегаз SF₆). Принцип гашения дуги в элегазе успешно используется уже несколько десятков лет на напряжениях 110-800 кВ. С конца 70-х годов выключатели стали применяться в комплектных распределительных устройствах напряжением 6-35 кВ. Гашение дуги в элегазе путем ее вращения гарантирует минимальное обгорание поверхности контактов, высокие

значения отключающих токов и длительный срок работы без осмотра (5 лет или 5000 циклов включения-отключения).

Элегазовые выключатели по сравнению с масляными и воздушными выключателями обладают более высокой надежностью, возможностью применения на любом участке сети, надежной работой как в кабельных, так и в воздушных сетях, а также при АПВ;

Обладая, как и вакуумные выключатели, компактностью, высоким быстродействием, длительным сроком службы, элегазовые выключатели отличаются способностью надежного отключения малых индуктивных и емкостных токов.

Выключатель представляет собой трехполюсную конструкцию колонкового типа с установленным спереди приводом. Такая конструкция позволяет осуществить легкий монтаж в распределительных устройствах. Отдельные полюса смонтированы на едином картере и имеют общее внутреннее пространство, заполняемое элегазом через клапан.

Выключатель выпускается с ручным или моторным приводом. Работа привода основана на принципе накопления энергии предварительно взведенных пружин. Основные особенности привода:

- энергия полностью взведенных пружин обеспечивает цикл В-О-В;
- механическая блокировка предохраняет привод от произвольного срабатывания;
- требования, предъявляемые к энергии привода незначительны, так как при гашении используется собственная энергия дуги;
- обеспечивается блокировка включения до полного взведения пружин;
- взвод пружин осуществляется вручную либо с помощью электродвигателя;
- механический ресурс составляет не менее 10000 циклов В-О. Расчетный срок службы выключателя - 25 лет.

15 Выбор и проверка выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям 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;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 220 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво - и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выбор выключателя производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (38)$$

$$I_{ном} \geq I_{рмах}, \quad (39)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{сети.ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{ном}$ - номинальный ток выключателя, кА;

$I_{рмах}$ - расчетный ток максимального режима, кА.

Потом проводим проверку по включающей способности:

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (40)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (41)$$

где $I_{вкл}$ - начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения, кВ;
 $I_{п0}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;
 $i_{вкл}$ - наибольший пик номинального тока включения, кА;
 $i_{уд}$ - ударный ток КЗ, кА.

После этого выполняется проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл} \geq I_{пт}, \quad (42)$$

где $I_{откл}$ - ток отключения выключателя, кА;
 $I_{пт}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

Отключение аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения:

$$i_{а.ном} \geq i_{ат}, \quad (43)$$

где $i_{а.ном}$ - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;
 $i_{ат}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

Номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения определяется по формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{норм} / 100, \quad (44)$$

где $\beta_{ном}$ - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.скв} \geq I_{н0}, \quad (45)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (46)$$

где $I_{пр.скв}$ - начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока, кА;

$i_{пр.скв}$ - наибольший пик предельного сквозного тока, кА.

Проверка выключателя на термическую стойкость производится по формулам:

$$t_{отк} = 0,01 + t_{с.в.отк}, \quad (47)$$

где $t_{с.в.отк}$ - собственное время отключения выключателя равное 0,08с

$$t_{отк} = 2 + 0,025 = 2,025 \text{ с}$$

Если $t_{отк} \leq t_{тер}$, то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} \geq B_k, \quad (48)$$

Выберем на стороне 110 кВ ПС «ДСК» элегазовый выключатель ВГУ-110-40/3150 У1.

Сравнение параметров выбранного выключателя с рассчитанными значениями покажем в таблице 21

Таблица 21 – Проверка выключателя ВГУ-110-40/3150 У1.

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} = 33,066 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{уд} = 25,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 243,135 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$	$B_K = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{ПО} = 10,957 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$	$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$

Т.к. все условия проверки совпадают, то принимаем данный выключатель.

На стороне 6 кВ ПС «ДСК» выберем элегазовый выключатель VF 6кВ. Покажем выбор выключателя в таблице 22.

Таблица 22 - Проверка выключателя VF 6кВ.

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 6 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} = 384,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_H = 1250 \text{ А}$
$I_{уд} = 8,798 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 125 \text{ кА}$
$B_K = 10,803 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{ПО} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$	$I_{ВКЛ} = 125 \text{ кА}$
$I_{Пт} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$	$I_{ОТКЛ} = 50 \text{ кА}$
$i_{At} = 0,438 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{АНОМ}$	$i_{АНОМ} = 102 \text{ кА}$

Т.к. все условия проверки совпадают, то принимаем данный выключатель.

Выбор выключателя на стороне ВН ПС «Намыв» показан в таблице 23

Таблица 23 – Проверка выключателя ВГУ-110-40/3150 У1.

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} = 9,938 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{уд} = 17,968 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 199,988 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$	$B_K = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{ПО} = 9,938 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$	$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$
$I_{Пт} = 9,938 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$	$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$

Т.к. все условия проверки совпадают, то принимаем данный выключатель.

Выбор выключателя на стороне НН ПС «Намыв» показан в таблице 24

Таблица 24 – Проверка выключателя VF 6кВ.

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 6 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} = 240,563 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_H = 1250 \text{ А}$
$I_{уд} = 9,863 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 125 \text{ кА}$
$B_K = 61,297 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{ПО} = 5,094 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$	$I_{ВКЛ} = 125 \text{ кА}$
$I_{Пт} = 2,094 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$	$I_{ОТКЛ} = 50 \text{ кА}$
$i_{At} = 0,591 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{АНОМ}$	$i_{АНОМ} = 102 \text{ кА}$

Т.к. все условия проверки совпадают, то принимаем данный выключатель.

16 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель - это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;

исключение самопроизвольных отключений;

четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трехполюсными, по роду установки - для внутренних и наружных установок, по конструкции - рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Разъединители на 110 кВ.: РДЗ-110/1000, они трехполюсные двухколонковые с двумя заземляющими ножами с приводом ПД – 1У1.

Разъединители на 6 кВ.: РВФ-6/1000 ПУЗ с приводом ПР - 11.

Условия выбора разъединителей покажем в таблице 25

Таблица 25 – Выбор разъединителей

ПС	Расчетные данные	Условия выбора	Справочные данные
1	2	3	4
ДСК 110 кВ	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 33,066 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 3200 \text{ А}$
	$I_{уд} = 25,569 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 125 \text{ кА}$
	$B_K = 243,145 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
ДСК 6 кВ	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 384,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$
	$I_{уд} = 8,798 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 100 \text{ кА}$
	$B_K = 10,803 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$
Набережная 110 кВ	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 13,122 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 3200 \text{ А}$
	$I_{уд} = 17,968 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 125 \text{ кА}$
	$B_K = 120,062 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
Набережная 6 кВ	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 240,563 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$
	$I_{уд} = 3,952 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 100 \text{ кА}$
	$B_K = 3,167 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$
Намыв 110 кВ	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 33,066 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 3200 \text{ А}$
	$I_{уд} = 23,189 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 125 \text{ кА}$
	$B_K = 199,988 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
Намыв 6 кВ	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{P_{MAX}} = 606,218 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$
	$I_{уд} = 9,863 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 100 \text{ кА}$
	$B_K = 61,297 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$	$B_K = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$

Из таблицы 25 видно что выбранные разъединители полностью удовлетворяют всем расчетным условиям.

17 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке. Выберем трансформаторы тока на стороне 6 кВ ПС «ДСК». Выбор покажем в таблице 26.

Таблица 26 – Значение мощности потребляемое приборами

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка на фазу, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5
Ваттметр показывающий	Д-335	0,5	---	0,5
Варметр показывающий	Д-335	0,5	---	0,5
Амперметр показывающий	Э-335	0,5	0,5	0,5
Расчётный счётчик	И-680	2,5	---	2,5
Ваттметр регистрирующий	ИЭ-180	10	---	10
Амперметр регистрирующий	НЭ-344	---	10	---
Итого:		14	10,5	14

Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (49)$$

где $Z_{\hat{e}} = 0,1$ Ом – переходное сопротивление контактов;

$Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{приб} = \frac{\sum S}{I_n^2}, \quad (50)$$

где $\sum S$ – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_n – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{пров} = \frac{r \cdot l}{S}, \quad (51)$$

где $\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление провода;

$S = (4 \div 6) \text{ мм}^2$ – площадь сечения провода;

l – длина провода, м.

Определяем $Z_{пров}$ по выражению:

$$Z_{пров} = \frac{Z_{2.ном} - (Z_{REL} + Z_K)}{2}, \quad (52)$$

где $Z_{2.ном} = 1,2$ Ом, определяется по кривым предельных кратностей трансформатора тока.

$$Z_{пров} = 1,2 - (0,56 + 0,1) = 0,54, \quad (53)$$

Определяем допустимое сечение провода по формуле

$$S_{\text{пров.доп}} = \frac{\rho \cdot l}{Z_{\text{пров}}}, \quad (54)$$

$$S_{\text{пров.доп}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,54} = 2,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем $S_{\text{пров}} = 4 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов

$$Z_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,56 + 0,1 + 0,35 = 1,01 \text{ Ом}$$

Таблица 27 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные данные	Условия выбора	Справочные данные
$U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч}} = 424,352 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 11,92 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$b_{\text{к}} = 19,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq \beta_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 3072 \text{ кА}^2\text{с}$

При сравнении рассчитанных и каталожных данных, указанных в таблице 27, для подстанции «ДСК» выбираем трансформатор тока ТПОЛ–10 – 600/5. На стороне ВН выбираем ТТ ТВТ – 110 – 30/5

На других подстанциях выбор трансформаторов тока проводится аналогичным образом. На ПС «Набережная» на стороне ВН выбираем ТТ ТВТ – 110 – 20/5, на стороне НН – ТПОЛ–10 – 300/5. На ПС «Намыв» на стороне ВН выбираем ТТ ТВТ – 110 – 40/5, на стороне НН – ТПОЛ–10 – 800/5.

18 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

В области производства измерительных трансформаторов напряжения произошли серьезные изменения:

- разработаны антиферрорезонансные трансформаторы напряжения класса напряжения 6-10, 35, 110, 220 и 330 кВ;
- разработаны новые трансформаторы напряжения с литой и элегазовой изоляцией;
- продолжает модернизация емкостных трансформаторов напряжения.

Начиная с 80-х годов было много публикаций о многочисленных повреждениях трансформаторов напряжения типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ в сетях среднего класса напряжений вследствие возникновения в некоторых режимах опасных феррорезонансных колебаний, в результате которых появлялись недопустимо большие токи в обмотке ВН. Чаще всего повреждения возникали при однофазных дуговых замыканиях на землю, особенно при возникновении в месте замыкания перемежающейся дуги. Наибольшие кратности перенапряжений в распределительных сетях с изолированной нейтралью возникают в процессе однофазных дуговых замыканий на землю. В некоторых ситуациях феррорезонансные явления приводят к ложным срабатываниям защиты от замыканий на землю.

Предлагались различные способы защиты трансформаторов напряжения от перенапряжений, в частности, включение резисторов в нейтраль трансформаторов. Позднее были разработаны антиферрорезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ сначала для сетей среднего класса напряжений, позднее и на напряжения 110-330 кВ.

В настоящее время в энергосистемах нашей страны в сетях 110-500 кВ широко используются каскадные трансформаторы напряжения серии НКФ с масляной изоляцией. Выпускаемые каскадные трансформаторы напряжения недостаточно надежны вследствие явления феррорезонанса, возникающего при коммутации выключателя, и в большинстве случаев требуют замены. Емкостные трансформаторы напряжения отечественного производства также не лишены недостатков. Поэтому вопросы разработки и внедрения более надежных трансфор-

маторов с элегазовой изоляцией, антиферрорезонансных и более совершенных емкостных трансформаторов напряжения являются очень актуальными.

Выбор ТН происходит по классу напряжения, классу точности и вторичной нагрузке. Покажем устанавливаемые приборы в таблице 28.

Таблица 28 – Суммарная потребляемая мощность приборов

Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P	Q
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр регистрирующей	Н-394	10	1	1	0	2	20	0
Частотометр	Н-397	7	1	1	0	2	14	0
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр	Н-667	3 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Счетчик АЭ	А2Д-3-АЛ-С2Т	3 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
ФИП	ФИП	3	2	1	1	2	12	12
Итого:							80	70,4

Найдем суммарную мощность приборов:

$$S_{np} = \sqrt{80^2 + 70,4^2} = 106,56 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 29 – Проверка измерительных трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Условия выбора	Справочные данные
$U_{расч}=110 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$S_2=106,56 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_{2ном}=400 \text{ В} \cdot \text{А}$

По таблице 29 выбираем трансформатор напряжения марки: НКФ- 110 – 99IV.

19 Выбор и проверка комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем съемные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки

всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

20 Выбор и проверка жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max_{\text{нн}}} = \frac{S_{\text{нн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 1202,81 \text{ А} \quad (55)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД: 2·(6×60)мм, S=357 мм².

$$I_{\text{доп}} = 1555 \text{ А}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{\text{по}} = 19,853 \text{ кА}; T_{\text{а}} = 0,01; i_{\text{уд}} = 48,206 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{1198,19 \cdot 10^3}}{91} = 12,029 \text{ мм}^2, \quad (56)$$

где C = 91- для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,6}{2 \cdot 3,57}} = 1,506 \text{ м}, \quad (57)$$

где J - момент инерции шины;

$$J = \frac{0,6 \cdot 6^3}{6} = 21,6 \text{ см}^4$$

q - поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,506 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{4b} = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48206^2}{4 \cdot 0,006} = 3,873 \text{ Н/м}, \quad (58)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_{\phi}} = \frac{3,873 \cdot 0,375^2}{12 \cdot 7,2} = 6,304 \text{ МПа}, \quad (59)$$

где $l_{пр}$ - длина пролета между опорными изоляторами;

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

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 6^2}{3} = 7,2 \text{ см}^3$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$, можно сказать, что шины механически прочны.

21 Выбор и проверка 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. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 4000 МВ·А для напряжения 110 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начала 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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 70/72, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 265$ А, диаметр провода $d = 11.4$ мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$
$$I_{\text{мах } p} = \frac{S_{\text{тран}}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,06 \text{ кА} \quad (60)$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (61)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода.

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$;

$$q_{min} = \frac{\sqrt{591.522}}{91} = 0,26 \text{ мм}^2$$

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны:

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):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,78}}\right) = 33,045 \text{ кВ/см}, \quad (62)$$

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:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_{ЭКВ}}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 300}{0,78}\right)} = 4,47 \text{ кВ/см}, \quad (63)$$

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

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

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

$$0,9 \cdot E_0 = 29,74$$

$$1,07 \cdot E = 4,78$$

Условие выполняется

22 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон} \quad (64)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3.75 У2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{48206^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,41 \cdot 10^{-7} = 567,52 \text{ Н} \quad (65)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{140 + 8 + 100/2}{140} = 1,41 \quad (66)$$

Проверка: $F_{расч.} = 567,52 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$

Таким образом, ИОР-6-3.75 У2 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

23 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

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

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Основные характеристики ОПН

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	110	86	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/7,2/10/400 У1 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	6	7,2	10	19,2

24 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять согласно ПУЭ $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (67)$$

где $\kappa_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 220$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{630}{0,85} = 214 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ-250

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. для ПС 110 кВ должна быть не более 250 кВ·А.

27 Выбор и проверка аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 108, \quad (68)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Общее число элементов:

$$n_1 = \frac{230}{2,7} = 85;$$

$$n = \frac{220}{1,75} = 125;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 = 125 - 108 = 17 \quad (69)$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06, \quad (70)$$

Где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;
 j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (71)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А}. \quad (72)$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включе-

ния составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А} \quad (73)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В} \quad (74)$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4;$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А} \quad (75)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ А} \quad (76)$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

26 Выбор и проверка высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{\max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице, 33.

Таблица 33 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 135 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29.291 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 591.522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

27 Расчет молниезащиты

Различают три типа гроз: фронтальные, тепловые и зимние. Наиболее распространены фронтальные и тепловые грозы. Они отмечаются в средних широтах в летнее время года в «грозовом сезоне», который в большинстве районов нашей страны длится с апреля по октябрь. Фронтальные грозы наиболее интенсивны и охватывают обширную территорию. Часто наблюдается сочетание фронтальной и тепловой гроз. Тепловая гроза начинается при наличии восходящих потоков теплого воздуха, нагревающегося у поверхности земли. По мере подъема эти массы воздуха, насыщенного влагой, охлаждаются, и влага конденсируется в виде облаков. При конденсации выделяется скрытая теплота парообразования, воздух внутри облака оказывается теплее, чем вне его, что создает устойчивую вертикальную «тягу» подобно тяге в дымовой трубе.

Фронтальная гроза образуется при столкновении масс воздуха, имеющих различную температуру. На фронте столкновения более теплые массы воздуха вытесняются вверх, охлаждаются, и происходит конденсация содержащейся в них влаги в виде облаков.

Скорость вертикальных потоков воздуха в отдельных ячейках созревающего грозового облака достигает 15 м/с. Верхняя часть облака поднимается до высоты 7... 9 км, где температура окружающей атмосферы ниже — 40° С, и переохлажденные капельки воды замерзают. Наблюдения показывают, что при появлении в облаке смеси из жидкой и твердой фаз воды начинается электризация частиц жидкости и разделение электрических зарядов за счет энергии восходящих потоков воздуха.

Причиной зимних гроз является фотоионизация кристалликов льда в верхних слоях атмосферы. Зимние грозы— явление редкое и кратковременное.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Проведем расчет молниезащиты на примере ПС «Набережная»

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

Высота молниеотвода на линейном портале

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (77)$$

где $h_{эф}$ – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м,

h – фактическая высота молниеотвода, м,

Радиус защиты на уровне земли

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (78)$$

где r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м,

Ширина в центре защищенного участка

$$r_x = r_{co} \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \quad (79)$$

где h_c – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м,

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Радиус защиты на уровне линейного портала

$$r_x = r_{co} \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right), \quad (80)$$

где h_c – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м,

r_x – радиус зоны защиты на высоте h_x ,

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Высота в центре защищенного участка

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) \quad (81)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м,
радиус защиты на уровне шинного портала

$$r_x = r_c \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right)$$

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты A и B, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

После расчета получим, что подстанция защищается пятью молниеотводами. Покажем рассчитанную молниезащиту на рисунках 9, 10.

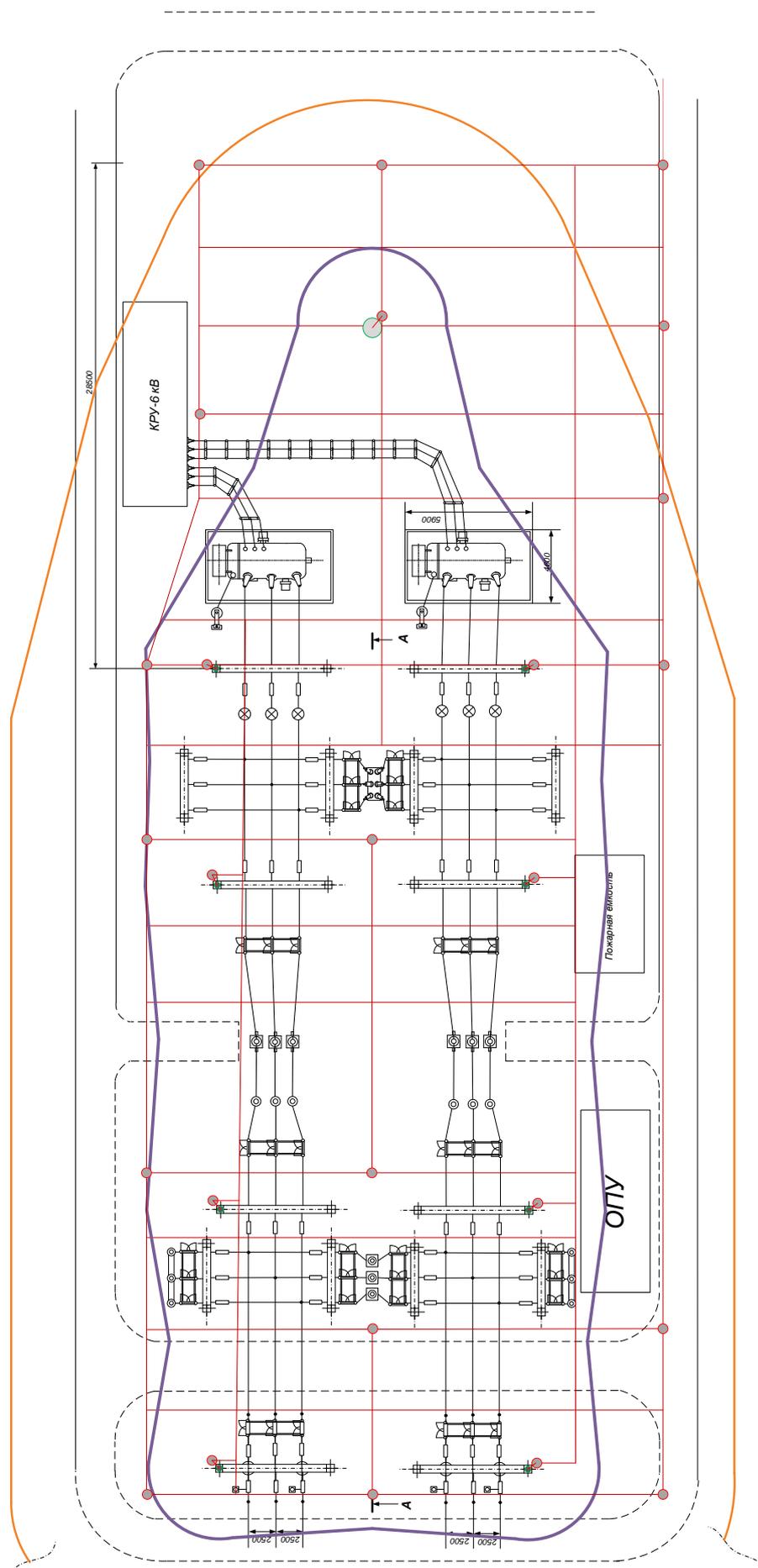


Рис 9 – Молниезащита ПС «Набережная»

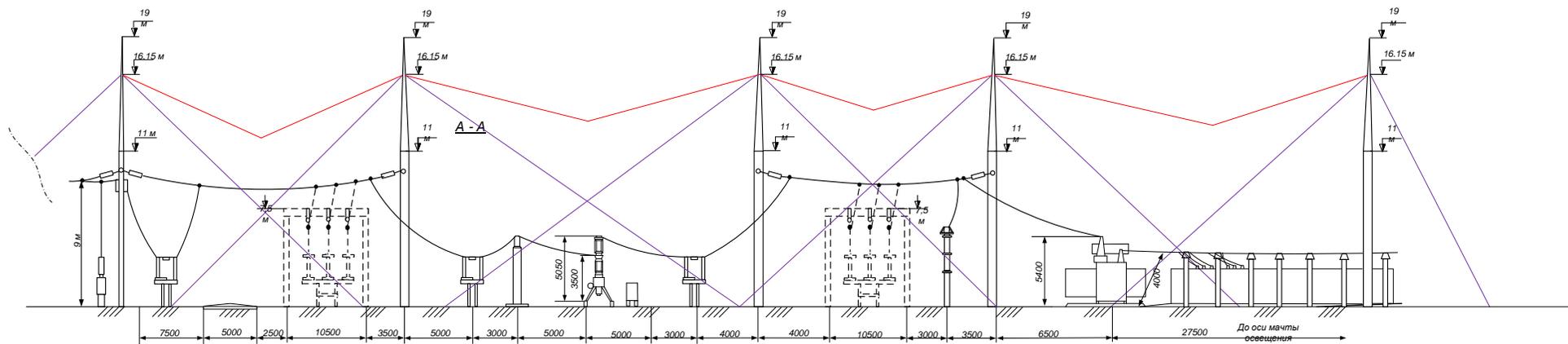


Рис 10 – Молниезащита ПС «Набережная» (Вид сбоку)

28 Выбор и проверка устройств релейной защиты и автоматики

Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности.

Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка при КЗ в конце защищаемой линии: одно-, двух- и трехфазных - в сетях с глухозаземленной нейтралью; двух- и трехфазных - в сетях с изолированной нейтралью.

В сетях, защищаемых только от токов КЗ, за исключением протяженных сетей, например сельских, коммунальных, допускается не выполнять расчетной проверки кратности тока КЗ, если обеспечено условие, чтобы по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам проводников, аппараты защиты имели кратность не более:

300% для номинального тока плавкой вставки предохранителя;

450% для тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку);

100% для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки);

125% для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратной зависящей от тока характеристикой; если на этом автоматическом выключателе имеется еще отсечка, то ее кратность тока срабатывания не ограничивается.

Наличие аппаратов защиты с завышенными уставками тока не является обоснованием для увеличения сечения проводников.

Сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией, должны быть защищены от перегрузки.

Кроме того, должны быть защищены от перегрузки сети внутри помещений:

осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных электроприемников (утюгов, чайников, плиток, комнатных холодильников, пылесосов, стиральных и швейных машин и т. п.), а также в пожароопасных зонах;

силовые сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях - только в случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникать длительная перегрузка проводников.

В сетях, защищаемых от перегрузок, проводники следует выбирать по расчетному току, при этом должно быть обеспечено условие, чтобы по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам, аппараты защиты имели кратность не более:

80% для номинального тока плавкой вставки или тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку), - для проводников с поливинилхлоридной, резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией; для проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях промышленных предприятий, допускается 100%;

100% для номинального тока плавкой вставки или тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку), - для кабелей с бумажной изоляцией;

100% для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) - для проводников всех марок;

100% для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависящей от тока характеристикой - для проводников с поливинилхлоридной, резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией;

125% для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависящей от тока характеристикой - для кабелей с бумажной изоляцией и изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

Для защиты ЛЭП на реконструируемом участке сети выберем шкаф автоматики управления выключателем и защиты линии типа ШЭ2607 016.

Шкаф типа ШЭ2607 016-27 Е1 УХЛ4 предназначен для защиты линии 110-220 кВ и управления выключателем как с трехфазным, так и пофазным приводом.

Шкаф содержит трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ), а также автоматику управления выключателем (АУВ) и устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ).

Автоматика управления выключателем формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам, приходящим от защит и устройств телемеханики или ключа дистанционного управления.

В шкафу обеспечивается возможность задания до восьми групп уставок, что позволяет использовать его для обходного выключателя.

Аппаратно указанные выше функции реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 016

Автоматика управления выключателем содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- защиту электромагнитов управления от длительного протекания тока;

- узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

Терминал защиты имеет 10 аналоговых входов для подключения цепей переменного тока и цепей переменного напряжения, гальванически развязанных от внутренних цепей терминала с помощью промежуточных трансформаторов тока и напряжения. В данном устройстве использовано 5 аналоговых входов тока и 5 аналоговых входов напряжения.

Кроме функций защиты и автоматики, программное обеспечение терминала обеспечивает:

- измерение текущих значений токов и напряжений, активной и реактивной мощности по линии электропередачи, частоты;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;
- определение расстояния до места повреждения (ОМП);
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

В терминале предусмотрена местная сигнализация о действии защит и устройств, выполненная на светодиодных индикаторах. Все сигналы действия защит и устройств разбиты на две группы

Для защиты трансформаторов будем так же использовать шкафы марки ШЭ2607 041- 27E1УХЛ4.

Шкаф типа ШЭ2607 041 состоит из двух комплектов. Первый реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- Дифференциальную токовую защиту трансформатора от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- Токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения;
- Максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению;
- Максимальную токовую защиту стороны НН двух секций шин с пуском по напряжению;
- Реле минимального напряжения стороны НН;

- Реле максимального напряжения стороны НН;
- Защиту от перегрузки;
- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- Реле для блокировки РПН при перегрузке;
- УРОВ ВН трансформатора

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, газовой защиты РПН трансформатора, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Второй комплект обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле.

Рассчитаем токи КЗ для установки средств РЗ.

Двухфазные токаи рассчитываются по формуле:

$$I_{2\phi} = I_{\text{П0}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (82)$$

Где $I_{\text{П0}}$ ток трехфазного КЗ, рассчитанный в пункте 3.

Ток КЗ нулевой последовательности рассчитывается при сворачивании схемы, представленной на рисунке 11.

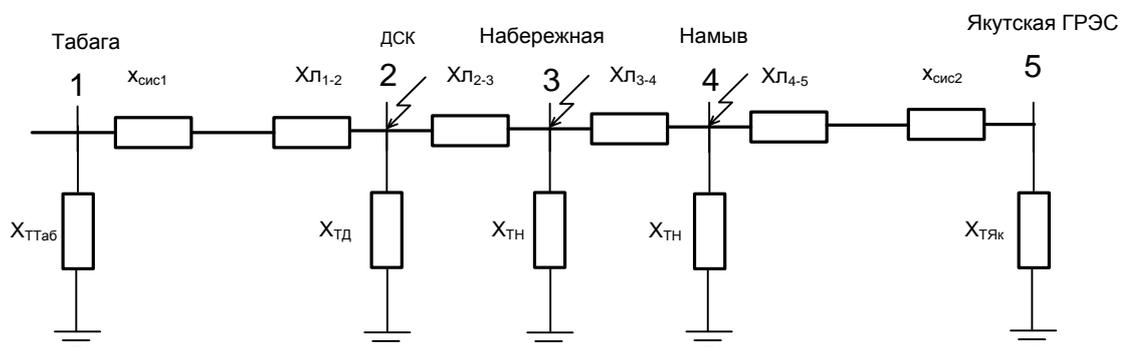


Рис. 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ нулевой последовательности

Рассчитанные токи КЗ сведем в таблицу 34

Таблица 34 – Токи КЗ для расчета

Наименование ПС	Место КЗ	Ток двухфазного КЗ, кА	Значение ударно- го тока КЗ, кА
ДСК	12	7,352	26,217
	52	2,138	12,156
Набережная	13	3,063	15,585
	53	3,605	17,121
Намыв	14	2,238	12,652
	41	6,368	23,948

Оперативные токи во вторичных цепях покажем в таблице 35.

Таблица 35 – Оперативные токи вторичных цепей

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Ток вторичной цепи, А
ДСК	110	3,5
	6	3,2
Набережная	110	3,28
	6	4,0
Намыв	110	4,21
	66	3,79

Рассмотрим токовую направленную защиту нулевой последовательности
 Схема токовой направленной защиты нулевой последовательности со-
 держит четыре направленных ступени, включающих:

- реле тока нулевой последовательности;
- реле направления мощности нулевой последовательности;

- цепи логики.

Реле тока нулевой последовательности реагируют на ток нулевой последовательности.

Обеспечены диапазоны уставок по току срабатывания (I_{cp}) реле тока всех ступеней ТНЗНП от 0,05 до 30 $I_{ном}$.

Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока нулевой последовательности составляет не более 5 % от уставки. Коэффициент возврата реле тока нулевой последовательности не менее 0,9. Время срабатывания реле тока нулевой последовательности всех ступеней при подаче входного тока, равного $2I_{cp}$, не превышает 0,025 с. Время возврата реле тока Токовой направленной защиты нулевой последовательности всех ступеней при сбросе тока от $10 \cdot I_{cp}$ до нуля не превышает 0,04 с.

Для обеспечения направленности тока нулевой последовательности используются два реле тока нулевой последовательности: разрешающее, которое срабатывает при направлении мощности нулевой последовательности от линии к шинам, и блокирующее, которое срабатывает при обратном направлении мощности нулевой последовательности.

Порог срабатывания разрешающего и блокирующего реле по току $3I_o$ (I_{cp}) регулируется в пределах от 0,04 до 0,50 $I_{ном}$, а по напряжению $3U_o$ (U_{cp}) - от 0,5 до 5В.

Уставки реле тока нулевой последовательности по углу максимальной чувствительности при утроенных по отношению к порогам срабатывания значениях тока и напряжения: у разрешающего реле 250° , у блокирующего - 70° . При этом обеспечиваться минимальная угловая ширина зон срабатывания разрешающего и блокирующего реле тока нулевой последовательности не менее 160° .

Средняя основная абсолютная погрешность реле тока нулевой последовательности по углу максимальной чувствительности не превышает $\pm 5^\circ$.

Средняя основная погрешность порогов срабатывания реле тока нулевой последовательности по току нулевой

последовательности и напряжению нулевой последовательности не превышает 10 % от уставки.

Коэффициент возврата реле тока нулевой последовательности по току и напряжению нулевой последовательности не менее 0,9.

Время срабатывания реле тока нулевой последовательности при одновременной подаче синусоидальных напряжения $3U_{\text{ср}}$ и тока $3I_{\text{ср}}$ не более 0,04 с.

Время возврата реле тока нулевой последовательности при одновременном сбросе входных тока и напряжения от номинальных значений до нуля не более 0,04 с.

Для повышения чувствительности разрешающего реле тока нулевой последовательности по напряжению предусмотрена возможность искусственного смещения точки подключения ТН в линию на величину

сопротивления смещения. Угол сопротивления смещения при этом равен углу линии электропередачи, а модуль - изменяется в диапазоне от нуля до 100 Ом.

Механическая прочность воздушных линий – это способность проводов, грозозащитных тросов и опор выдерживать механические нагрузки, возникающие из-за собственного веса, ветра, гололедных образований, изменения температуры и других факторов. Механическая прочность ВЛ в значительной мере влияет на надежность работы электрической сети. Это относится к прочности как проводов, так и опор.

При проектировании конструктивной части ВЛ, сооружаемых на унифицированных и типовых опорах, выбираются конкретные конструкции опор всех необходимых типов, осуществляется их расстановка по трассе и проверка на прочность в расчетных режимах. Кроме того при проектировании конструктивной части ВЛ рассчитываются по условиям механической прочности провода и грозозащитные тросы. Этот расчет включает определение:

- Механических нагрузок и сил, действующих на провода и тросы;

- Механических напряжений проводов и тросов в различных их точках и при различных условиях работы;
- Наибольших стрел провеса проводов и тросов.

Результаты этих расчетов необходимы для проверки допустимости механических проводов и тросов, а так же их стрел провеса. Кроме того, результаты расчетов проводов и тросов на механическую прочность необходимы для выбора, расстановки и расчета опор ВЛ, а так же для построения монтажных зависимостей стрел провеса от длины пролета и климатических условий.

29 Конструктивные элементы проектируемой ВЛ

Воздушные линии электропередачи предназначены для передачи и распределения электроэнергии. Воздушные линии включают в себя опоры, фундаменты, провода, изоляторы, линейную арматуру грозозащитные тросы, заземления, разрядники.

В настоящее время широко используются алюминиевые и сталеалюминевые провода, и в редких случаях применяются медные, бронзовые, сталебронзовые провода.

На высоковольтных линиях пользуются фарфоровыми, стеклянными или полимерными изоляторами.

На ВЛ применяются деревянные, металлические и железобетонные опоры.

Конструкции металлических опор

Металлические опоры, установленные на линиях в различных энергосистемах, имеют самые разнообразные решения по схемам и конструкциям. В последние годы проведена большая работа по унификации опор, позволившая свести к минимуму количество типов опор, применяемых при строительстве линий.

Металлические опоры изготавливаются из стали и алюминиевых сплавов; для отдельных узлов опор применяются отливки из стали и из ковкого чугуна.

В настоящее время за рубежом и в отдельных энергосистемах РФ применяются конструкции опор из алюминиевых сплавов, прошедших специальную обработку в целях повышения механических характеристик. Алюминиевые сплавы являются перспективным материалом для изготовления опор вследствие малой массы конструкции и стойкости в отношении атмосферной коррозии, и в ближайшие годы опоры из них найдут применение в первую очередь при строительстве линий в горных районах. По конструктивному выполнению ствола опоры различают опоры башенного типа (одностоечные) и порталные (двух- или трехстоечные); по способу закрепления— свободно стоящие опоры и опоры на оттяжках; по способу соединения — опоры из сварных

габаритных секций и опоры на заклепках или соединяемые из отдельных стержней на болтах.

Металлическая опора состоит из следующих элементов: основных колонн или ствола опоры, траверс, тросостоек, фундамента.

Основная колонна (ствол опоры) по конструкции представляет собой легкую решетчатую пространственную ферму прямоугольного или квадратного сечения, состоящую из одной или нескольких секций. Каждая секция состоит из следующих элементов:

а) четырех основных стержней, называемых поясами; пояса работают на изгиб и растяжение (сжатие);

б) системы вспомогательных стержней или решетки, связывающей между собой пояса; стержни решетки обычно работают на кручение;

в) нескольких горизонтальных связей, называемых диафрагмами; они необходимы для обеспечения пространственной неизменяемости формы поперечного сечения колонны.

У широкобазных опор ствол опоры у земли (нижняя секция) представляет собой две или четыре ноги, соединенные решеткой и диафрагмами.

Места соединения стержней решетки с поясом или между собой называются узлами. Часть пояса, расположенная между двумя соседними узлами, называется панелью, а расстояние между центрами этих узлов — длиной панели.

Траверсы у большинства опор выполняются в виде консольных конструкций треугольной формы из уголков.

У опор различных линий, а также у различных типов специальных опор траверсы выполняются в виде пространственных ферм квадратного или прямоугольного сечения. В некоторых конструкциях опор траверсы делаются из швеллеров. Тросостойки выполняются в виде легких конструкций из уголков или швеллеров.

Оттяжки крепятся к верхней части опоры и к специальным железобетонным плитам, зарытым в землю. Для оттяжек используются высокопрочные стальные тросы или круглая сталь.

В качестве оснований под металлические опоры используются монолитные железобетонные фундаменты, сборные железобетонные фундаменты, свайные железобетонные фундаменты, а также металлические подножки. Стальные стержни в узлах опоры соединяются посредством клепки, сварки или на болтах.

Заклепочные соединения, бывшие ранее одним из основных методов соединения элементов металлических опор, в настоящее время почти полностью вытеснены сварными и болтовыми как в заводских условиях, так и на монтаже.

Сварка является одним из наиболее распространенных способов соединения стержней при изготовлении металлических опор. Небольшая стоимость сварного соединения в заводских условиях, относительное снижение массы сварных конструкций и их высокая надежность обусловили широкое применение этого способа соединения стержней перед другими.

Обычно на заводах сварными изготавливаются отдельные секции металлических опор, соединяемые на пикетах и при помощи болтов. Использование болтовых соединений в монтажных узлах позволяет отказаться от производства сварочных работ на пикетах, упростить процесс монтажа опор, который может производиться без применения специальных инструментов и механизмов. Недостатками болтовых соединений являются снижение надежности за счет неравномерного распределения усилий между болтами, а также значительная затрата метизов (болтов, гаек и шайб).

В последние годы в ряде стран и в РФ сооружены линии, металлические опоры которых выполнены полностью на болтовых соединениях. Такое решение позволило повысить транспортабельность этих опор, что имеет существенное значение при строительстве линии в горных или малонаселенных районах. В этом случае опоры полностью собираются на пикетах из отдельных элементов профильной стали, собранных при транспортировке в пикеты.

Ствол опоры крепится к основанию с помощью анкерных болтов, приваренных к арматуре и заделанных, в железобетон. Если основанием служит металлический подножник, применяются съемные анкерные болты.

Конструкции железобетонных опор

Железобетонные опоры по сравнению с деревянными более долговечны. Основным преимуществом железобетонных опор по сравнению с металлическими является снижение расхода стали на 40—80% в зависимости от типа опор и уменьшение эксплуатационных расходов, так как железобетонные опоры не требуют периодической окраски. Недостатком железобетонных опор по сравнению с опорами из других материалов до последнего времени является их большая масса, вызывающая увеличение транспортных расходов и усложняющая монтаж опор.

В настоящее время развитие производства строительных материалов, в частности цемента высоких марок, а также высокопрочной арматуры привело к широкому применению железобетонных опор.

На заводах опоры изготавливают способом центрифугирования или способом вибрирования. При центробежном способе изготовления опор возможно механизированное поточное производство трубчатых стоек кольцевого сечения из бетона высокого качества. При изготовлении железобетонных опор способом вибрирования можно получать любую форму сечения. Опоры из вибробетона выполняются как с открытым профилем (крестообразные, двутавровые и т. п.), так и с закрытым (полые, квадратные, прямоугольные и т. д.).

В практике строительства линий нашли применение железобетонные опоры с ненапряженной и предварительно напряженной арматурой.

При применении предварительно напряженного железобетона можно рационально использовать высокопрочные стали и бетоны, что дает большой экономический эффект за счет уменьшения массы и размеров железобетонных элементов.

Для линий электропередачи 35—500 кВ наибольшее распространение получили железобетонные центрифугированные стволы цилиндрической или конической формы.

Центрифугирование является наиболее производительным и индустриальным способом изготовления железобетонных опор, а кольцевое сечение обеспечивает этим опорам ряд преимуществ по сравнению с опорами другой кон-

струкции: наиболее выгодный момент сопротивления, хорошую обтекаемость и красивый архитектурный вид.

Для линий электропередачи 220—500 кВ нашли применение промежуточные железобетонные опоры portalного типа (свободно стоящие и на оттяжках).

Стойки свободно стоящих опор устанавливаются в пробуренные котлованы, а стойки опор с оттяжками опираются на железобетонные подножки. В качестве траверсы используются железобетонные цилиндрические стойки либо применяются металлические траверсы из профильной стали. Траверсы соединяются шарнирно со стойками, а иногда имеют шарнирное соединение в середине. Для разгрузки траверс применяются шпренгели. В последнее время нашли применение свободно стоящие portalные опоры с внутренними металлическими связями. При действии нагрузок нормального режима внутренние связи при величине начального тяжения 8—10 кН обеспечивают portalу необходимую жесткость. Они работают всегда на растяжение и включаются в работу поочередно в зависимости от направления ветра.

Во всех конструкциях железобетонных опор арматура может использоваться для отвода в землю импульсных токов и токов промышленной частоты, а железобетонные фундаменты и заглубленная часть опоры могут использоваться в качестве естественных заземлителей.

Изоляторы

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов на основе циклоалифатических смол, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Такие изоляторы имеют высокую электрическую прочность и достаточную трекингостойкость. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком. Применение полимерных изоляторов на линиях электропередачи позволяет существенно уменьшить массу подвесных изоляторов.

В закрытых помещениях изоляторы не подвержены влиянию атмосферных осадков, поэтому для их изготовления в некоторых случаях используется бакелизированная бумага. Для уменьшения гигроскопичности такие изоляторы покрываются снаружи водостойкими лаками. Однако наибольшее распространение для внутренней установки получили изоляторы из фарфора и стекла, отличающиеся от изоляторов наружной установки более простой формой.

По своему назначению изоляторы делятся на опорные, подвесные и проходные. Опорные изоляторы в свою очередь подразделяются на стержневые и штыревые, а подвесные на изоляторы тарельчатого типа и стержневые.

Опорно-стержневые изоляторы применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей. Изоляторы внутренней установки конструктивно представляют собой фарфоровое тело, армированное крепежными металлическими деталями. Арматура одновременно является внутренним экраном, с помощью которого снижается напряженность поля у края электрода, где она максимальна.

Ребро на теле изолятора играет роль барьера, заставляя разряд развиваться под углом к силовым линиям поля, т.е. по пути с меньшей напряженностью. Внутренний экран и ребро существенно увеличивают разрядное напряжения изолятора.

Опорно-стержневые изоляторы наружной установки отличаются большим количеством ребер, чем изоляторы внутренней установки. Ребра служат для увеличения длины пути утечки с целью повышения разрядных напряжений изоляторов под дождем и в условиях увлажненных загрязнений. Изоляторы на напряжения 35 – 110 кВ состоят из сплошного фарфорового стержня, армированного чугунными фланцами.

Опорно-штыревые изоляторы применяют для наружных установок в тех случаях, когда требуется высокая механическая прочность и опорно-стержневые изоляторы применены быть не могут. Опорно-штыревой изолятор состоит из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, с которой при

помощи цемента скрепляется изолирующая арматура – штырь с фланцем и колпачок (шапка).

Штыревые линейные изоляторы на напряжение 6 – 10 кВ состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, в которую ввертывается металлический крюк или штырь. Крюк служит для закрепления изолятора на опоре. Провод укладывается в бороздки на верхней или боковой поверхности изолятора и крепится посредством проволоочной вязки или специальных зажимов. На напряжение 35 кВ изоляторы выполняются из двух склеенных между собой изолирующих деталей, увеличивая электрическую и механическую прочность.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа широко применяются на воздушных линиях электропередачи 35 кВ и выше. Они состоят из изолирующей детали (стеклянной или фарфоровой), на которой при помощи цемента укрепляется металлическая арматура – шапка и стержень.

Требуемый уровень выдерживаемых напряжений достигается соединением необходимого количества изоляторов в гирлянду. Это осуществляется путем введения головки стержня в гнездо на шапке другого изолятора и закрепления его замком. Гирлянды благодаря шарнирному соединению изоляторов работают только на растяжение. Однако изоляторы сконструированы так, что внешнее растягивающее усилие создает в изоляционном теле в основном напряжения сжатия. Используется высокая прочность фарфора и стекла на сжатие.

У фарфорового изолятора наружная и внутренняя поверхности головки (средней изолирующей детали) покрывают фарфоровой крошкой, которая при обжиге спекается с фарфором. Это обеспечивает прочное сцепление цементной связки с головкой. Для компенсации температурных расширений цементной связки применяют эластичные промазки, которыми покрывают все элементы изолятора, соприкасающихся с цементом. В стеклянных изоляторах внутренняя и наружная поверхности головки имеют опорные выступы, что обеспечивает лучшее распределение усилий в изоляторе.

Верхняя часть тарелки подвесного тарельчатого изолятора имеет гладкую поверхность, наклоненную под углом к горизонтали, что обеспечивает стекание

воды во время дождя. Нижняя поверхность тарелки для увеличения длины пути утечки выполняется ребристой.

Наиболее частой причиной выхода из строя тарельчатых изоляторов является пробой фарфора (стекла) между шапкой и стержнем, однако механическая прочность изолятора при этом не нарушается и падения провода на землю не происходит. Это является существенным достоинством тарельчатых изоляторов.

Номинальное напряжение сети: $U_{НОМ} = 110$ кВ;

Марка провода: АС – 240/32;

Количество цепей: 1;

Климатические условия:

Значения температур выбираются, в зависимости от климатогеографического положения реконструируемой сети, из таблицы 50.1. ЭТС том 3.

Максимальная температура воздуха: $t_{max} = 41$ °С

Минимальная температура воздуха: $t_{min} = -70$ °С

Среднегодовая температура воздуха: $t_{г} = 0$ °С

Температура гололёдообразования: $t_{г} = -5$ °С

Район по гололеду: 2

Район по ветру: 1

Для расчетов будем использовать выбранные ранее типы опор:

– промежуточная: П220-3, представлена на рисунке 12,

– анкерная: У-220-1+9, представлена на рисунке 13.

Для них по таблице 50.9 ЭТС ТЗ, находим $l_{ГАБ} = 380-520$ $l_{ВЕС} = 475-650$

$l_{ВЕТР} = 520$

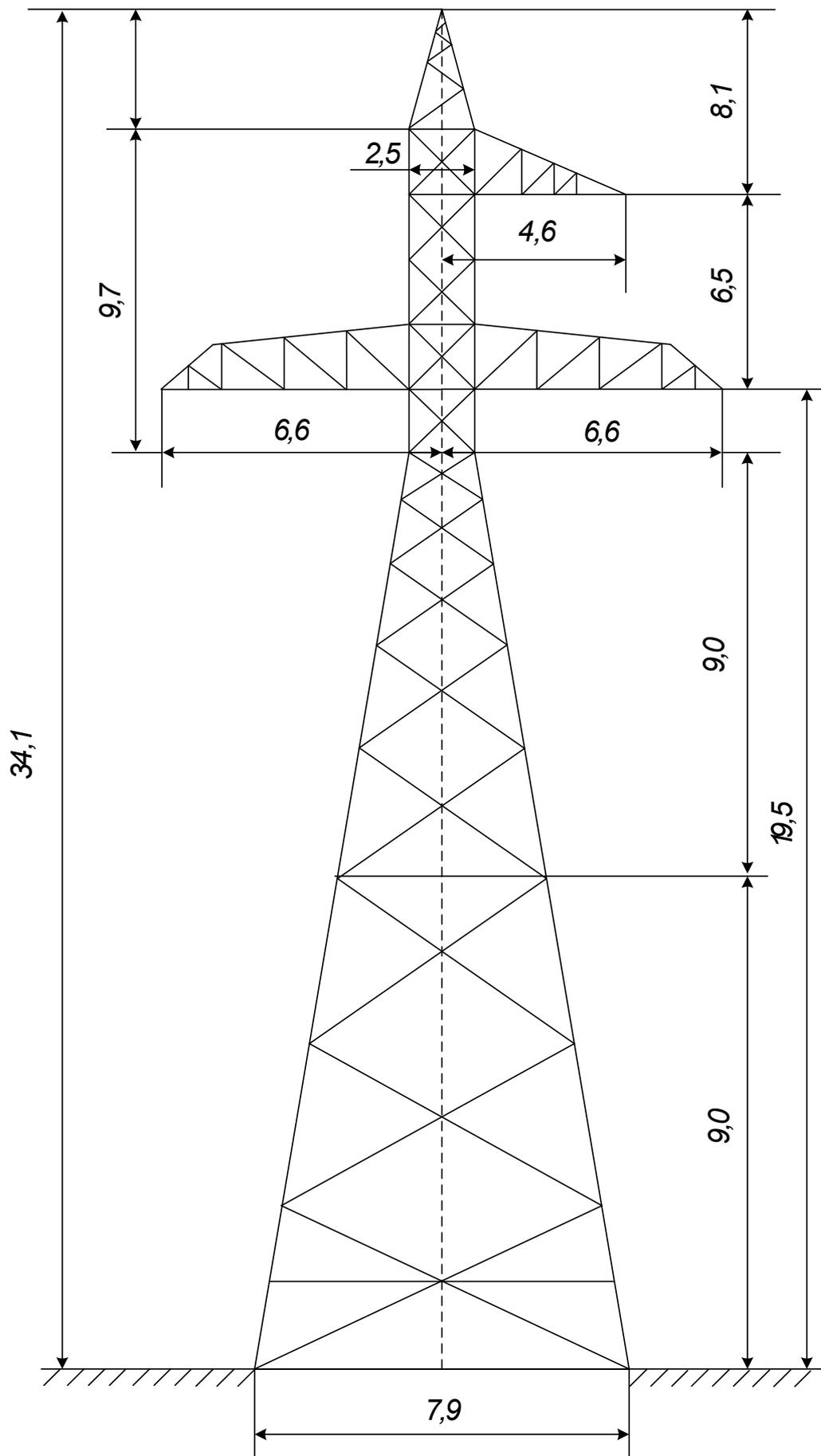


Рис 13 – Анкерная угловая опора У220-1+9

Расчет удельных механических нагрузок

Нагрузка от массы провода γ_1 :

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{G_0 \cdot 10^{-3}}{F_p} = 0,0285 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (83)$$

где G_0 – масса провода; $G_0 = 921$ кг/км.

F_p - расчетное сечение провода, мм^2 . $F_p = 317 \text{ мм}^2$.

Нагрузка от массы гололеда γ_2 :

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot \pi \cdot g_0 \cdot b \cdot (d + b)}{F_p} = 0,073 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (84)$$

где $b = 20$ мм – толщина стенки гололеда.

$d = 21,6$ мм - диаметр провода.

$g_0 = 900$ кг/м³ - объемная масса гололеда.

Нагрузка от массы провода и гололеда γ_3 :

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 0,0285 + 0,212 = 0,2405 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда γ_4 :

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_a \cdot \left(\frac{q_{\max}}{d} \right)}{F_p \cdot 10^3} = 9,46 \cdot 10^{-5} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (85)$$

где a - коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,83$.

$$C_a = 1,2$$

$q_{\max} = 650$ скоростной напор ветра.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом γ_5 :

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot 0.25 \cdot C_a \cdot g_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p \cdot 10^3} = 0,031 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (86)$$

Суммарная ударная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод γ_6 :

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = 0,029 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (87)$$

Суммарная ударная нагрузка на провод от массы провода, давления ветра и массы гололеда γ_7 :

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = 0,079 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (88)$$

Выбор типов изоляторов

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянды в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда. Режимы расчета проводов приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Режимы расчета проводов

Расчетный режим	Условные сочетания климатических условий	γ	σ	f
1	$t = -5, q = 0,25 q_{\max}$	7	122	11.69
2	$t = -5, q = 0$	3	147.62	12.386
3	$t = -5, q = q_{\max}$	6	53.7	9.58
4	$t = t_{\text{э}}, q = 0$	1	52.46	9.806
5	$t = +15, q = 0$	1	49.144	10.468
6	$t = t_{\min}, q = 0$	1	61.536	8.36
7	$t = t_{\max}, q = 0$	1	45.312	11.354

Коэффициенты запаса рассчитываются по формулам:

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{BEC} + G_{\Gamma}} \geq 2,7 \quad (89)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_2 \cdot l_{BEC} + G_{\Gamma}} \geq 5, \quad (90)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора кг;

p_1 и p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, кг/м;

$l_{BEC}=475$ – весовой пролет, м;

G_{Γ} – вес гирлянды, кг.

Проверим на пригодность изолятор ЛК 120/220-А4/. Он имеет вес равный 9,5 кг.

При расчетах пользуемся формулами:

$$2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{BEC} + G_{\Gamma} \cdot g) \leq P, \quad (91)$$

$$5 \cdot (p_1 \cdot l_{BEC} + G_{\Gamma} \cdot g) \leq P. \quad (92)$$

Подставив значения, получим:

$$3302 \text{ кг} < 7143 \text{ кг}$$

$$2235 \text{ кг} < 7143 \text{ кг}$$

Арматуру для выбранного изолятора выбираем с гарантированной прочностью 70 кН, промежуточный зажим – глухой.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производится по формулам:

$$2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{P_7 \cdot l_{BEC}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P, \quad (93)$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{BEC}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P. \quad (94)$$

Подставив значения, получим:

$$10784H < 70000H,$$

$$13150H < 70000H.$$

Принимаем к установке изолятор марки ЛК 120/220-А4, арматуру с гарантированной прочностью 70 кН.

30 Технико-экономическое обоснование проекта

Данные реконструируемой сети представлены в таблицах 37, 38.

Таблица 37 – Выбранное сечение проводов и марки опор

№ Варианта	Участок сети	$I_{p,ТВ}, А$	Марка провода	Количество цепей	Типы опоры
2	Табага – ДСК	53.236	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
	ДСК – Набережная	9,344	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
	Набережная – Намыв	2,072	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9
	Намыв – Якутская ГРЭС	54,68	АС – 240/32	1	П220-3, У-220-1+9

Таблица 38 – Трансформаторы, выбранные для ПС

ПС	Тип силового трансформатора
ДСК	ТМН-6300/110
Набережная	ТМН-6300/110
Намыв	ТМН-6300/110

Затраты необходимые на реализацию проекта

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятия необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды, (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта был использован материал из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ».

Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов, оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства и основываются на материалах, обобщающих сметные расчеты к проектам конкретных объектов, и отчетных данных Департамента инвестиционной политики РАО «ЕЭС России» по текущему финансированию объектов электрических сетей в 1995 – 2015 гг. с учетом действующих расценок на оборудование и материалы заводов – поставщиков.

Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах. При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 1991 г. к ценам 2016 г. рекомендуется принимать равным 91.

Капиталовложения в трансформаторные подстанции

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

$$K_{ПС} = \left[[K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{пост}] \cdot K_{инф.} + K_{осв.уд} \cdot S \right] \cdot k_{зон.ПС}, \quad (95)$$

где $K_{инф.} = 91$ – коэффициент переоценки УПС

$k_{зон.ПС} = 1.3$ – зональный коэффициент, повышающий базовую стоимость подстанций;

$K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости ОРУ, тыс.руб;

$$K_{ТР} = \sum_{i=1}^n C_{СТ.i} \cdot n_{СТ} - \text{УПС трансформаторов, тыс.руб.};$$

$C_{СТ.i}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{КУ}$ – укрупненные показатели стоимости КУ, тыс.руб.;

$$K_{КУ} = \sum_{i=1}^n C_{КУ.i} \cdot n_{КУ} - \text{укрупненные показатели стоимости КУ, тыс.руб.};$$

$C_{КУ.i}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$n_{КУ}$ – количество компенсирующих устройств на подстанции;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций, тыс.руб.;

S – площадь подстанции, тыс.м²;

$K_{осв.уд}$ =25 руб/м².- удельное значение стоимости освоения новых земель

взамен сельскохозяйственных угодий или стоимости городских земель. Однако в данном проекте не планируется расширение подстанций поэтому данный коэффициент не будем использовать при дальнейших расчетах.

Базовые показатели стоимости ПС и ВЛ указаны в таблицах 39, 40.

Таблица 39 – Базовые показатели стоимости ПС

Наименование оборудования	Количество	Цена за единицу (без учёта инфляции)	Затраты, руб (с учётом инфляции)	Срок службы, лет	амортизация, руб.
ДСК					
Трансформатор	2	108 000,00р.	19 656 000,00р.	20	983 000,00р.
Стоимость Ячейки с выключателем	3	290 000,00р.	79 170 000,00р.	20	3 958 000 ,00р.
Набережная					
Трансформатор	2	82 000,00р.	14 924 000,00р.	20	746 000,00р.
Стоимость Ячейки с выключателем	3	290 000,00р.	79 170 000,00р.	20	3 958 000 ,00р.
Намыв					
Трансформатор	2	136 000,00р.	24 752 000,00р.	20	1 238 000,00р.
Стоимость Ячейки с выключателем	3	290 000,00р.	79 170 000,00р.	20	3 958 000 ,00р.
Суммарная стоимость ПС			291 746 000,00р.		

Капитальные затраты на сооружение ВЛЭП

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0.6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛЭП} = \left[\left[SK_0 \cdot l \cdot (S1 + a_i) \cdot Sa_{усл.i} \right] \cdot K_{инф.} + K_{осв.уд} \cdot S \cdot l \right] \cdot k_{зон.ВЛ}, \quad (96)$$

где $k_{зон.ВЛ} = 1.4$ – зональный коэффициент повышающий базовую стоимость ВЛЭП (для ДФО);

K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб./км;

l – длина трассы ВЛ, км;

$\alpha_i = 0.9$ – коэффициент, учитывающий условия строительства ВЛ;

$\alpha_{усл.i} = 1$ – коэффициенты для учета усложняющих условий строительства

$S = 80 \text{ м}^2 / \text{км}$ – площадь отвода земли для типовых опор 220-330кВ.

Таблица 40 – Базовые показатели стоимости ВЛ

Участок	Табага – ДСК	ДСК – Набережная	Набережная – Намыв	Намыв – Якутская ГРЭС
K_0 , тыс.руб/км	54	54	54	54
$K_{ВЛ.ij}$, млн.руб	46,192	123,685	78,182	63.145
$K_{ВЛ}$, млн.руб	311,204			

Капиталовложения на сооружение сети

$$K_{инв.проект} = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 291.746 + 311.204 = 602.95 \text{ млн. руб.} \quad (97)$$

Таким образом, инвестиционный проект по своему масштабу относится к крупному, потому что для его реализации требуются свыше 300 млн. руб.

Определение суммарных издержек в сети

Суммарные эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{\text{эк}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} \quad (98)$$

где $I_{\text{эк}}$ - издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования;

$I_{\text{ам}}$ - ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{\text{эк}} = \alpha_{\text{эк.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{эк.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (99)$$

где $\alpha_{\text{эк.ВЛ}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию и ремонт воздушных линий;

$\alpha_{\text{эк.ПС}}$ - норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций

Норма ежегодных отчислений на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

-для ВЛЭП 220 кВ: $\alpha_{\text{эк.ВЛ}} = 0.8 \%$

-для ПС 110 кВ: $\alpha_{\text{эк.ПС}} = 5.9 \%$

Рассчитываем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{\text{эк}} = a_{\text{эк.ВЛ.110}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + a_{\text{эк.ПС.110}} \cdot K_{\text{ПС}} = 0.008 \cdot 311.204 + 0.059 \cdot 291.746 = 19,703 \text{ млн.руб}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.ВЛ}} + \frac{K_{ПС}}{T_{сл.ПС}} \quad (100)$$

где $T_{сл.ВЛ} = 15$ лет - срок службы ВЛ выполненных на металлических опорах;

$T_{сл.ПС} = 20$ лет - срок службы ПС.

$$I_{ам} = \frac{311.204}{15} + \frac{291.746}{20} = 35.334 \text{ млн.руб.}$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ} \quad (101)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ;

$\Delta W_{ПС}$ - потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ - потери электроэнергии в КУ.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ,ij} = \frac{\left(P_{эф.ij}^{зима}\right)^2 + \left(Q_{неск.эф.ij}^{зима}\right)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ij} \cdot T_{зима} + \frac{\left(P_{эф.ij}^{лето}\right)^2 + \left(Q_{неск.эф.ij}^{лето}\right)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ij} \cdot T_{лето} + k_{уд.кор} \cdot L_{ij} \cdot T_{год} \quad (102)$$

где $P_{эф.ij}^{зима}$, $Q_{неск.эф.ij}^{зима}$, $P_{эф.ij}^{лето}$, $Q_{неск.эф.ij}^{лето}$ - потоки эффективной активной и эффективной

некомпенсированной реактивной мощностей текущих по ВЛ;

R_{ij} - активное сопротивление линии, Ом;

$T_{зима}$, $T_{лето}$, $T_{год}$ - число часов зимой, летом и в году.

Таблица 41 - Информация о потерях электроэнергии в ВЛ

Участок	Табага – ДСК	ДСК – Набережная	Набережная – Намыв	Намыв – Якутская ГРЭС
Потери, МВт·ч	12,915	1,065	0,033	18,626
Итого, МВт·ч	38,639			

Потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{TP,i} = \frac{\left(P_{эф.i}^{зима}\right)^2 + \left(Q_{неск.эф.i}^{зима}\right)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_i \cdot T_{зима} + \frac{\left(P_{эф.i}^{лето}\right)^2 + \left(Q_{неск.эф.j}^{лето}\right)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_i \cdot T_{лето} + N_{TP} \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{год} \quad (103)$$

где $P_{эф.i}^{зима}$, $Q_{неск.эф.i}^{зима}$, $P_{эф.i}^{лето}$, $Q_{неск.эф.i}^{лето}$ - потоки эффективной активной и эффективной некомпенсированной реактивной мощности текущие через трансформаторы на подстанциях зимой и летом;

R_i - эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

ΔP_{XX} - суммарные потери активной мощности холостого хода;

N_{TP} - число трансформаторов на подстанции.

Таблица 42 – Информация о потерях электроэнергии в трансформаторах

ПС	ДСК	Набережная	Намыв
$\Delta W_{TP,i}$, МВт·ч	162,523	65,023	190.612
Итого, МВт·ч	418.158		

Информация о потерях приведена в таблицах 41,42.

Суммарные потери электроэнергии в сети:

- для второго варианта сети:

$$\Delta W = 38.639 + 418.158 = 450.797 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (104)$$

где $C_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, для сетей 110 кВ равна

$$7,24 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W,110} = 450.797 \cdot 72,41 = 32.642 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем ежегодные суммарные издержки:

$$I = 0.032 + 35.334 + 19.703 = 55.069 \text{ млн. руб.}$$

Организационная структура предприятия

Особенности технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии определяют профессиональную подготовку рабочих, инженерно-технического персонала, специалистов и руководителей, а также их структуру и расстановку на энергопредприятиях.

Персонал представляет собой важнейшую часть организации и имеет сложную взаимосвязанную структуру, характеризующуюся следующими системными признаками.

Организационная структура - это состав и соподчиненность взаимосвязанных звеньев управления.

Функциональная структура отражает разделение управленческих функций между руководством и отдельными подразделениями.

Ролевая структура характеризует коллектив по участию в творческом процессе на производстве, коммуникационным и поведенческим ролям.

Социальная структура характеризует трудовой коллектив по социальным показателям (пол, возраст, профессия и квалификация, образование и др.).

Штатная структура определяет состав подразделений и перечень должностей, размеры должностных окладов и фонд заработной платы.

Организационная структура управления состоит из совокупности взаимосвязанных звеньев управления.

Звено управления - самостоятельная часть организационной структуры на определенной ступени (уровне), состоящая из аппарата управления и производственных подразделений.

Ступень (уровень) управления - единство звеньев управления, одинаково удаленных от верхнего звена (вершины) организационной структуры.

Аппарат (орган) управления - коллектив работников управляющей системы, наделенный правами координации деятельности подразделений, имеющий помещение, технические средства, штатное расписание, положение о структурных подразделениях и должностные инструкции.

Структурное подразделение - самостоятельная часть звена управления (отдел, служба, участок), выполняющая определенные задачи управления на

основе положения о структурном подразделении. Различают функциональные и производственные подразделения.

Для составления бизнес-плана и экономической оценки наибольший интерес представляют организационная, функциональная и штатная структуры, которые обычно рассматриваются в комплексе.

Организационная структура управления представляет собой определенную упорядоченность задач, ролей, полномочий и ответственности, создает условия для осуществления предприятием его деятельности и достижения установленных целей. Она развивается и изменяется под воздействием особенностей стратегии предприятия, его внутренней сложности и изменении во внешней среде. При этом различают два типа структур: иерархический тип, характерной особенностью которого является преобладание вертикальных связей и наличие жесткой декларативной формы управления; органический тип, основанный на преобладании вертикальных связей в системе управления, коллективной ответственности за результат. В энергетике преобладает преимущественно иерархический тип структур управления: дивизиональная, характерная для крупных территориально-распределенных энергетических предприятий (например, холдинга РАО «ЕЭС России» или оптовой генерирующей компании и пр.).

На рисунке 21 показана схема исполнительного аппарата ОАО «Дальэнерго». Следует отметить, что в зависимости от объема, масштабов выполняемых работ организационная структура может быть существенно изменена, при этом некоторые структурные службы могут быть исключены или вновь созданы.

Расчёт штатной численности персонала

В соответствии с методикой расчёта численности персонала предприятия на первом этапе необходимо определить трудоёмкость работ по проектируемой сети.

Поскольку в проекте принимаются укрупненные стоимостные показатели всего оборудования, при расчёте трудоёмкости всех видов работ будем учи-

тывать только наиболее трудозатратные работы. Численность персонала показана в таблицах 43,44.

Таблица 43 – Численность рабочих оперативно-ремонтного персонала

Показатель	Уровень Напряжения	Цепей	Чел. на 100ед	Длина, км	Расчётное кол-во чел	Принятое количество чел.
ВЛ	220 кВ	1	4,2	63,33	2,66	4
Показатель	Уровень Напряжения	Чел. на 100ед	Кол-во	Расчётное кол-во чел		
ТР	110 кВ	2.6	6	0,156		
Выкл	110 кВ	15	9	1,35		

В данном сетевом районе оперативный персонал постоянно находится лишь на ПС 110 кВ из расчёта 2,6 человека на ПС.

Таблица 44 – Численность ИТР

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
Оперативно-диспетчерское подразделение	Диспетчер района	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	1
Сумма		4

Таким образом, суммируя всех работников предприятия получаем, что всего необходимо – 4+4= 8 человек.

Расчет заработной платы

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленные, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников - повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная. В общем виде структур заработной платы работника предприятия показана на рисунке 14.



Рисунок 14 – Структура оплаты труда

Повременная система оплаты труда ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливалась зависимость сложности работ от уровня квалификации работников, имеющих право выполнять эту работу. В этом случае можно воспользоваться упрощенными способами оценки годового фонда оплаты труда.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле (101)

$$\Phi ЗП_{год} = ЧТС \cdot 12 \cdot N \cdot C_{cm} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (105)$$

где N – численность персонала предприятия, человек;

$ЧТС = 9330$ руб – МРОТ;

K_1 – коэффициент, учитывающий величину оклада, доплат, премий и т.п. На энергетических объектах для рабочих рекомендуется брать средние значения в размере 12, для ИТР 20, для АУП 45;

$K_2 = 1.5$ – районный коэффициент для южных районов Дальнего Востока.

Подставляя данные значения в формулу (105), получаем:

- для рабочих

$$\PhiЗП_{год.раб} = 3.741 \text{ млн.руб./год};$$

- для ИТР

$$\PhiЗП_{год.ИТР} = 6.235 \text{ млн.руб./год};$$

Фонд заработной платы по предприятию в целом:

$$\PhiЗП_{год} = \PhiЗП_{год.раб} + \PhiЗП_{год.ИТР} + \PhiЗП_{год.АВП} = 9.976 \text{ млн.руб./год} \quad (106)$$

Расчет себестоимости по экономическим элементам

Определение себестоимости передачи одного кВт электроэнергии по линиям проектируемой сети.

$$C_w = \frac{I_s}{W_{пол.омн.}} = 0.013 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} \quad (107)$$

Определяем стоимость потерь

Данная величина потерь была определена при выполнении КП «Проектирование районной электрической сети», и она составила:

$$\Delta W_{год} = 450.797 \text{ МВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W_{час} = \frac{450797}{T_{год}} = 51,46 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (108)$$

где $T_{год} = 8760$ - число часов в году.

Умножим значение ΔW на экономически обоснованный размер ставки, учитывающий оплату потерь ЭЭ на её передачу по сетям по 110 кВ равный

$$T_{\Delta W} = 0.14 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \text{ определим стоимость потерь в час.}$$

$$I_{\Delta W, \text{час}} = \Delta W \cdot T_{\Delta W} = 1768 \cdot 0.14 = 7.204 \text{ руб/ч.} \quad (109)$$

Определяем ежегодные издержки на оплату потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W, \text{год}} = 7.204 \cdot 8760 \approx 63,107 \text{ тыс.руб.} \quad (110)$$

Находим себестоимость потерь электроэнергии

$$C_{DW} = \frac{I_{DW}}{W_{\text{пол.омн}}} = \frac{63107}{43300000} = 1.457 \cdot 10^{-3} \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч} \quad (111)$$

Находим суммарную себестоимость передачи одного кВт электроэнергии

$$C_{sw} = C_w + C_{DW} = 0.013 + 1.457 \cdot 10^{-3} = 0.015 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч} \quad (112)$$

31 Безопасность и экологичность проекта

При проектировании или реконструкции электроэнергетических объектов главной задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования энергетических объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ и инструкции по охране труда.

48 Техника безопасности при строительстве ВЛ

При производстве строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными документами: «Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах», «Правила техники безопасности при строительстве линий электропередачи», «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ» и др.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным методам в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Во время переезда к месту работы на транспорте необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

доставка людей к месту работы должна осуществляться транспортом, оборудованным фургоном; в зимнее время фургон должен обогреваться; салон, где находятся люди, должен иметь сигнализацию для связи с кабиной водителя; для перевозки защитных средств и приспособлений должны иметься специальные ящики и кронштейны;

запрещается перевозка людей в самосвалах, тракторных тележках, на транспорте, загруженном крупногабаритными грузами (опорами, КТП, разъединителями и т.п.), на подножках автомобилей и тракторов;

посадку и высадку людей производить только после полной остановки транспорта.

Рассмотрим основные требования для расчистки просек под ВЛ:

- При выполнении лесосечных работ на просеке должны находиться не менее двух человек. Одиночная работа на просеке не допускается. Все лица, занятые на лесосечных работах, должны быть обеспечены, кроме спецодежды и обуви, защитными касками, постоянно и правильно их использовать.

- Не допускается валка деревьев в горной местности при скорости ветра более 8,5 м/с, в равнинной местности - более 11 м/с.

- При валке дерева необходимо использовать валочные приспособления (гидроклин, валочную вилку, лопатку, клин), работать вдвоем (вальщик с помощником), подпил делать с той стороны, в которую намечено валить дерево, подпиливать дерево с 2-х сторон или по окружности не разрешается,

спиливать дерево перпендикулярно его оси в пределах верхнего среза и выше нижней плоскости подпила не менее чем на 2 см;

оставлять недопил у здоровых деревьев диаметром до 40 см - 2 см, от 40 до 60-3 см, от 61 см и выше - 4 см, у деревьев с напенной гнилью недопил увеличивается на 2 см. Валить деревья без подпила не разрешается;

у деревьев с боковым наклоном ствола или кроны по отношению к направлению валки недопил должен иметь форму клина, вершина которого обращена в сторону наклона;

валить деревья, имеющие наклон более 5 градусов, в сторону их наклона.

- Валка деревьев на стену леса и в сторону ВЛ не разрешается. При прорубке просек, трасс ВЛ валка деревьев должна выполняться в просветы между соседними деревьями, и вдоль ВЛ.

- Деревья в гнездах поросли или сросшиеся у пня необходимо валить в сторону их естественного наклона, нельзя оставлять не допиленные, подрубленные или зависшие в процессе валки деревья

- Не разрешается валка деревьев в темное время суток и валка на каменистых, лавиноопасных склонах, батарейная валка (сбивание нескольких подпиленных деревьев другим деревом).

- Снимать зависшие деревья следует трактором, лебедкой с расстояния не менее 35 м. Для снятия зависшего дерева канат или веревку крепить на комлевой части дерева и стаскивать его под углом или вдоль зависшего дерева. Снимать зависшие деревья можно также рычагами (аншпугами), перемещая комель дерева в сторону от себя, воротом, закрепив за комель зависшего дерева один конец веревки и намотав другой конец на ствол растущего дерева при помощи рычага с расстояния от конца зависшего дерева не менее 5 м, кондаком - вращая зависшее дерево вокруг его оси. Не разрешается спиливать то дерево, на которое опирается зависшее, или обрубать сучья, на которые оно опирается, отпиливать чурки от комля зависшего дерева, сбивать зависшее дерево валкой на него другого дерева, подрубить корни, комель или пень зависшего дерева.

- Необходимо помнить об опасности приближения канатов, оттяжек и сваливаемых деревьев к проводам ВЛ. Во избежание падения дерева на провода должны быть применены оттяжки. В случае падения дерева на провода запрещается приближаться к нему на расстояние менее 8 метров до снятия напряжения с ВЛ.

- О предстоящем падении сваливаемого дерева пильщики должны предупредить других рабочих. Стоять со стороны падения дерева и с противоположной стороны запрещается.

- Не разрешается оставлять не поваленным подрубленное и подпиленное дерево.

- Каждое дерево перед валкой следует осмотреть, не заходя под крону, обращая при этом внимание на расположение гнили, сухих и зависших вершин и сучьев.

- При ручной рубке просеки не разрешается работающим находиться ближе 5 м по отношению друг к другу и собирать вырубленный кустарник в одну кучу.

- При механизированной чистке в зимний период запрещается работа механизмов при боковом уклоне более 14 градусов. Спуск механизмов разрешается по склонам до 30 градусов, подъем до 25 градусов при отсутствии бокового уклона.

Рассмотрим основные требования монтажа опор и проводов:

- До начала работ фундаменты и собранные опоры должны быть тщательно осмотрены и приняты по акту.

- Запрещается установка опор на фундаменты, не засыпанные полностью грунтом, а также на не раскрепленные по проекту фундаменты.

- Лицо, ответственное за выполнение работ, до их начала обязано детально ознакомить всех участвующих в работе с утвержденной схемой и порядком подъема опоры, системой сигналов, а также провести инструктаж по технике безопасности.

- Перед подъемом опоры руководитель работ должен проверить исправность тяговых механизмов, такелажных приспособлений, правильность и надежность крепления всего такелажа под нагрузкой. Подъем опоры в проектное положение разрешается только при полном отсутствии дефектов.

- При установке опоры краном и трактором отцепление крюка от опоры должно производиться лишь после полной передачи тяговых усилий на трактор. Продолжение подъема опоры трактором допускается после отъезда крана и выполнения мероприятий по торможению опоры. Проезд крана под поднятой опорой запрещается.

- Во время подъема и установки опоры запрещается находиться под опорой, тросами, в зоне возможного их падения, в опасной зоне вблизи грузоподъемных механизмов, приближаться к опоре до полного ее подъема и подниматься на опору до полного ее закрепления.

- При подъеме опоры вблизи дорог должны быть приняты меры от

возможного повреждения механизмов проходящим транспортом.

- До подъема опоры следует закрепить на ней тормозной трос, блок для опускания стрелы и регулирующие растяжки. Производить указанные работы в процессе подъема опоры запрещается.
- Использовать стрелу крана для подъема на опору с целью снятия такелажа или выполнения каких-либо других операций запрещается.
- Все работы на опоре должны выполняться только с закреплением предохранительного пояса к опоре. Запрещается крепить к предохранительному поясу конец такелажного троса или веревки при свисании другого конца до земли.
- Подъем опор при ветре более 10 м/с производить запрещается.
- Перед монтажом проводов установленные опоры должны быть тщательно осмотрены и приняты по акту и журналу монтажа опор.
- Барабаны с проводами при их раскатке должны быть прочно установлены на специальных приспособлениях, оборудованных надежными устройствами для торможения барабана в процессе раскатки.
- При раскатке провода с барабана последние 5-6 витков должны раскатываться вручную, причем раскатанный провод должен быть закреплен к ближайшей опоре.
- Раскатку и передачу провода через глубокие овраги и ущелья следует осуществлять с помощью вспомогательного троса. При раскатке проводов запрещается оставлять их зацепившимися за пни и другие препятствия.
- Скорость передвижения тягового механизма выбирается в зависимости от рельефа местности и не должна превышать 5 км/ч.
- Раскатка проводов с подъемом их на опору при ветре скоростью 10-12 м/с и в густом тумане запрещается.
- Производить сборку гирлянд изоляторов под установленной, но не закрепленной опорой запрещается.
- Подъем гирлянд с раскатанными роликами и заправленными в них проводами следует осуществлять механизированным способом. При

вертикальном расположении провода с гирляндами и раскаточными роликами - начиная с верхней траверсы.

- Опускаться по смонтированным гирляндам изоляторов и работать на них запрещается. Для этого следует пользоваться подъемными вышками, специальными лестницами или люльками.

- При подвеске, визировании и закреплении проводов в городах и населенных пунктах должны быть вывешены предупредительные плакаты и выставлены наблюдающие.

- Тяговые механизмы для натяжения проводов следует устанавливать на расстоянии не менее двойной высоты точки закрепления блока и точно по оси фазы. Если по условиям местности нельзя выдержать указанные требования, следует применять отводные блоки, и при необходимости - временно усиливать траверсы опор.

- При монтаже и демонтаже воздушных линий большой протяженности провода отдельных смонтированных участков длиной 3 км должны закорачиваться и заземляться.

- При приближении грозы и во время грозы работы по монтажу проводов, а также пребывание людей рядом с опорами запрещается.

Воздушные линии электропередачи как элемент электроэнергетической системы имеют непосредственный контакт и взаимовлияние с окружающей средой. Наиболее характерными экологическими проблемами, с которыми приходится сталкиваться при проектировании и строительстве ВЛ, являются следующие: отчуждение и изъятие земель, вырубка лесных насаждений, ограничение хозяйственной деятельности в зоне отчуждения земли для ВЛ, вредное влияние электромагнитного поля сверх- и ультравысокого напряжения на биосферу, возникновение теле- и радиопомех, акустические шумы, создаваемые ВЛ, ухудшение работы средств связи, ухудшение эстетического восприятия ландшафта в местах прохождения трасс ВЛ.

Часть из указанных воздействий на окружающую среду поддается количественной оценке и может быть выражена в экономических показателях, учи-

тываемых при проектировании. Большую же часть воздействий на биосферу и социальные системы оценить сложно, а порой и невозможно.

Рассмотрим три основные подсистемы, на которые оказывает влияние ВЛ.

1. Экологическая подсистема:

- нарушение почвенно-растительного комплекса и рельефа местности;
- отторжение ценных сельскохозяйственных земель;
- последствия вырубki лесов по трассе ВЛ;
- изменение среды обитания животных, птиц, насекомых и их генофонда;
- влияние на биопроцессы в растительном мире;
- ограничение и изменение путей миграции животных и птиц.

2. Социальная подсистема:

- ухудшение условий жизни населения вблизи ВЛ (акустический шум, теле- и радиопомехи);
- отрицательное эстетическое воздействие на ландшафт местности, населенные пункты, зоны отдыха, культурные и природные памятники и т. д.;
- негативное воздействие электромагнитного поля ВЛ на организм человека в охранной зоне ВЛ.

3. Экономическая подсистема:

- нанесение ущерба сельскому хозяйству в связи с отторжением земель и ограничением хозяйственной деятельности в охранной зоне ВЛ;
- нанесение ущерба лесному хозяйству.

Отчуждение земель при прокладке трассы ВЛ приводит к нарушению верхних плодородных слоев почвы, вырубке лесов, вызывают помехи ведению сельскохозяйственных работ, изменению среды обитания животных, птиц и т. д. Расчищенная при строительстве линии электропередачи трасса обычно довольно быстро зарастает, что приводит к увеличению числа отключений ЛЭП из-за перекрытий между проводами и деревьями и требует периодической рас-

чистки трасс либо их химической обработки арборицидами. Последнее также значительно влияет на живые организмы, обитающие на трассах линий. В целях защиты населения и персонала, проводящего работы вблизи ВЛ, установлены границы санитарно-защитных зон, в пределах которых напряженность электрического поля превышает 1 кВ/м. Ширина защитной зоны для линий с горизонтальным расположением фаз (при отсутствии средств снижения напряженности электрического поля) составляет

$$Шз=2D+2l_{zi} \quad (109)$$

где l_{zi} — расстояние от проекции на землю крайней фазы до границы зоны в направлении, перпендикулярном к ВЛ, равное 20 м для ВЛ 330 кВ, 30 м — ВЛ 500 кВ, 40 м — ВЛ 750 кВ, 55 м — более 1000 кВ, D — расстояние между фазами ВЛ.

Как правило, полоса отчуждения не остается во владении энергоорганизации, и в ее пределы разрешен доступ населения. В пределах санитарно-защитных зон запрещены размещение жилых и общественных зданий, организация стоянок транспорта и заправка его горючим, а также ремонт машин и механизмов. Сельхозработы разрешены, но, например, в санитарно-защитной зоне ВЛ 750 кВ и выше продолжительность сельскохозяйственных и других работ не должна превышать 1,5 часа в сутки. Во всех случаях энергоорганизация оставляет за собой право свободного доступа к линии для ее осмотра и ремонта.

Таблица 45 - сравнительные данные по отчуждению земель

Номинальное напряжение, кВ	220	330	500	750	Более 1000 кВ
Площадь отчуждаемой земли под промежуточ-	240	260	320	830	1280
Площадь отчуждаемой земли под опоры на 1 км ЛЭП, м ²	600	650	800	2100	3200

В табл. 45 приведены сравнительные данные по отчуждению земель под трассы высоковольтных ВЛ.

Приведенные данные относятся к линиям традиционного конструктивного исполнения. В случае компактного исполнения электропередачи ее вредное влияние снижается. Предполагается компактизация за счет применения опор «охватывающего» типа и расположения проводов расщепленных фаз по окружности с горизонтальным расположением фаз.

При проектировании линий электропередач сверх- и ультравысоких напряжений стараются прокладывать их по неудобным для пахоты землям, в том числе и по лесным массивам. В этом случае наличие широкой просеки вдоль трассы линий приводит к потере устойчивости деревьев, характерной для сплошных лесных массивов. В связи с этим велика опасность падения деревьев на линию, что приводит к обрыву проводов и разрушению опор.

В лесных массивах высотой более 4 м для всех линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также для радиальных электропередач напряжением 220 кВ, служащих единственным источником электропитания потребителей, ширина просеки определяется расстоянием между крайними проводами линий плюс расстояния от крайних проводов до лесного массива, равные высоте деревьев основного лесного массива. Принимаемые в настоящее время расстояния между крайними проводами приведены в табл. 51.

Общая площадь, отторгаемая линиями электропередач от лесных угодий, превосходит полмиллиона гектаров. Это наносит огромный ущерб лесному хозяйству страны. Содержание просек на трассах связано с огромными трудозатратами, поскольку один раз в пять лет необходимо проводить вырубку подрастающих деревьев.

Наносимый природе и лесному хозяйству ущерб и трудозатраты на расчистку просек можно значительно сократить, отказавшись от традиционного способа проектирования и строительства воздушных линий. Расстояния между проводами могут быть сокращены до минимально необходимых для обеспече-

ния надежной работы линии при перенапряжениях. При этом необходимо использовать современные средства для глубокого ограничения междуфазовых перенапряжений до уровня 1,5—1,8 наибольшего рабочего напряжения. Для предотвращения уменьшения изоляционных расстояний при боковом ветре в пролетах должны быть установлены междуфазовые изоляционные распорки. В результате ширина трассы линии получается на 10—20 м меньше, чем при традиционной конструкции линий, а уменьшение площади трасс в лесных угодьях при той же протяженности линий составило бы около 100 тыс. га.

Таблица 46 - расстояния между крайними проводами

Номинальное напряжение, кВ	220	330	500	750	Более 1000
Расстояние между крайними проводами,	14	18,5	23,5	40	47
Ширина просеки, м	54	58,5	63,5	80	87
Общая площадь линий в лесах тыс. га.	200	84	120	25	6

Расчет отвода земли

Сведем данные для расчета в таблицу 47.

Таблица 47 – Начальные данные

Промежуточные		Анкерные		Подстанция	
Шифр опоры	К-во опор, шт.	Шифр опоры	К-во. опор, шт.	Схема эл. соединений	Кол-во трансформаторов
П220-3	181	У220-1+9	37	Мостик с низшим напряжением 6 кВ Трансформатор двухобмоточный	2

Отвод земли в постоянное пользование (Рис. 15):

Площадь земельных участков F , предоставляемых под опоры (включая оттяжки) воздушных ЛЭП в постоянное (бессрочное) пользование, определяется по формуле:

$$F = n(F_0 + f), \quad (113)$$

где F_0 - площадь земли, занимаемая одной опорой в границах внешнего контура, m^2 ;

n – количество опор, шт;

f - площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры шириной 1 м, $m^2 / шт$.

Сумма $F_0 + f$ находится по следующей формуле:

$$F_0 + f = (a + 2l) \cdot (b + 2l) \quad (114)$$

Площадь земли, отводимая под промежуточные опоры (1), m^2 :

$$F_{mn} = n_n \cdot (F_{0n} + f) \quad (115)$$

Площадь земли, отводимая под анкерные угловые опоры (1), m^2 :

$$F_{nau} = n_{au} \cdot (F_{0au} + f) \quad (116)$$

Площадь земли, занимаемая всеми опорами, m^2 :

$$F_{ПВЛ} = F_{mn} + F_{nau} \quad (117)$$

где F_{mn} , F_{nau} - площадь земли, отводимая соответственно под промежуточные и анкерные опоры.

Площадь земли, отводимая под подстанции, m^2 :

$$F_{ППС} = n_{nc} \cdot F_{ПС} \quad (118)$$

где n_{nc} - количество подстанций;

F_{nc} - площадь земли, отводимая под одну подстанцию.

Площадь земельных участков $F_{нэс}$, предоставляемых под электрические сети в целом в постоянное пользование, $м^2$:

$$F_{нэс} = F_{ПВЛ} + F_{ППС}. \quad (119)$$

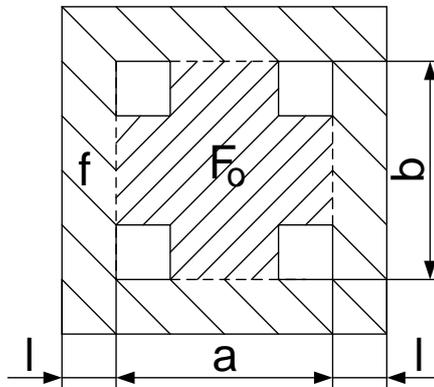


Рисунок 15 – Площадь земли, отведенная в постоянное пользование

Отвод земель под временное пользование

Площадь земельных участков $F_{ВВЛ}$, предоставляемых под опоры ВЛЭП во временное пользование, определяется по формуле, $м^2$:

$$F_{ВВЛ} = d \cdot S \cdot (n_n + n_{ay} - 1), \quad (120)$$

где d – ширина полос земли, предоставляемых в зависимости от вида опоры и напряжения линии, м;

S - длина габаритного пролета, м;

n_n - количество промежуточных опор, шт;

n_{ay} - количество анкерных опор, шт.

Условимся, что на 10 км – 1 площадка.

Площадь земельных участков $F_{ВЭС}$, предоставляемых под электрические сети в целом во временное пользование, $м^2$:

$$F_{ВЭС} = F_{ВВЛ} + F_{ВМП} \cdot n_{МП} \quad (121)$$

где $n_{МП}$ - количество монтажных площадок, шт.;

$F_{ВМП}$ - площадь земельных участков, предоставляемая для монтажа опор в зависимости от напряжения линии, $м^2$.

Однако в связи с тем что реконструкция подстанций не проводится, соответственно расширение отводимой земли для ПС не требуется, мы не будем учитывать отвод земли для ПС.

Проведем расчет:

Отвод земли под постоянное пользование

Для определения площадей, занимаемых опорами данного типа, воспользуемся ЭТС том 3 . Опоры для каждого шифра приведены на рис.16.

Подсчитаем площадь, занимаемую опорами, используя данные рис.16

Так как считаем, что линия проходит по земле сельхоз назначения, принимаем $l=1.5м$, то есть $2l=3м$

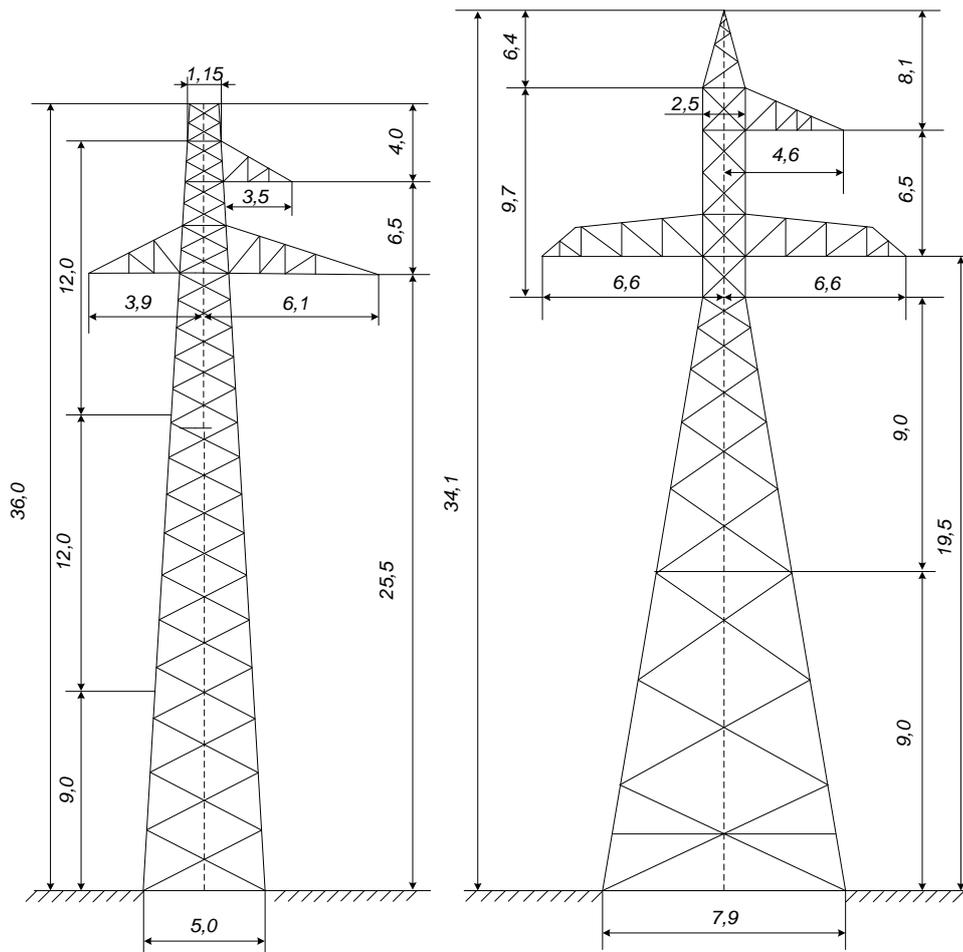


Рисунок 16 - Промежуточная и анкерно-угловая опоры

$$F_{ay} = (7.9 + 3) \cdot (7.9 + 3) \cdot 37 = 4396 \text{ м}^2$$

$$F_n = (5 + 3) \cdot (5 + 3) \cdot 181 = 11580 \text{ м}^2$$

$$F_{ПВЛ} = F_{ay} + F_n = 4396 + 11580 = 15980 \text{ м}^2$$

Площадь земли, отводимая во временное пользование:

Для данного типа опор максимальный габаритный размер пролёта 520 м, расстояние между крайними фазами промежуточной опоры 10 м, следовательно $d=14$.

Получаем площадь, выделяемую под строительство ВЛЭП

$$F_{ВВЛ} = d \cdot S \cdot (n_n + n_{ay} - 1) = 14 \cdot 520 \cdot (181 + 37 - 1) = 1579760 \text{ м}^2$$

Площадь, выделяемая для ведения монтажных работ, согласно Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

$$F_{ВМП} = 560 \text{ м}^2 \quad F_{ВМА} = 700 \text{ м}^2$$

$$F_{ВЭС} = F_{ВВЛ} + F_{ВМП} \cdot n_{МП} + F_{ВМА} \cdot n_{МА} = 1579760 + 560 \cdot 181 + 700 \cdot 37 = 1707020 \text{ м}^2 \quad (122)$$

32 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим общую схему действий при возникновении пожара на подстанции.

При возникновении пожара на подстанции первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить дежурному диспетчеру и руководству, а при наличии телефонной связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

Диспетчер обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы.

До прибытия подразделений ГПС МЧС России руководителем тушения пожара является дежурный подстанции, либо начальник группы подстанций, либо начальник РЭС, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
- встречу подразделений ГПС МЧС России, лицом хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

Отключение и заземление оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом подстанции согласно карточек пожаротушения.

После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МЧС России руководителем тушения пожара (РТП) является старший начальник этого подразделения. Дежурный при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах, выдать "Допуск" на тушение пожара

в электроустановках и организовать дальнейшие действия персонала, согласно указаний РТП.

Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению энергооборудования только после инструктажа старшего из числа технического (оперативного) персонала и получения письменного "Допуска" на проведение тушения пожара.

Особенности тушения пожаров на электрооборудовании.

Тушение пожара на электрооборудовании разрешается только после снятия напряжения и установки заземления. Под напряжением можно тушить только то оборудование, которое определено указанием главного инженера.

Трансформаторы.

- При тушении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен и заземлен со всех сторон. После снятия напряжения тушение пожара может производиться любыми средствами пожаротушения. Примечание: Горящее масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями, во избежание увеличения площади пожара.

- Для локализации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

- При пожаре на трансформаторах, установленных в закрытых помещениях должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через кабельные, вентиляционные и другие каналы.

- Во время тушения развившегося пожара следует защищать от действия

высокой температуры рядом расположенное оборудование. При этом находящиеся под напряжением оборудование необходимо отключить.

Методы тушения пожара на маслonaполненных аппаратах не отличаются от методов тушения пожара на трансформаторах.

Кабели.

Во время тушения кабелей в кабельных каналах ЗРУ работающие с пожарным стволом должны направлять струю воды через дверные проёмы, не заходя в секцию с горящими кабелями.

Щит управления.

Щит управления является наиболее ответственной частью электроустановки, поэтому наибольшее внимание при тушении пожара должно уделяться сохранению целостности установленному на щите управления оборудованию.

Необходимость тушения пожара оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ включительно, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для режима работы энергосистемы.

Пожары на щите управления (находящимися под напряжением до 0,4кВ) допускается тушить:

распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

углекислотными и порошковыми огнетушителями, соблюдая безопасное расстояние - 1 метр. Тушение пенными огнетушителями не допускается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте была реконструирована электрическая сеть 110 кВ центрального энергорайона Якутии включающая в себя Якутская ГРЭС, ПС «Табага», ПС «ДСК», ПС «Набережная», ПС «Намыв». Рассматривались различные варианты схем. Однако после анализа выяснилось, что наиболее выгодным вариантом является замена провода и опор по существующей трассе линии. Подстанции Табага, ДСК, Набережная, Намыв при таком варианте получают питание с двух сторон от ПС Майя и Якутская ГРЭС. С точки зрения технико-экономического сравнения затраты на сооружение линии намного ниже, что является значительным показателем в условиях сложной экономической ситуации в стране.

В дипломном проекте был произведен расчет по выбору трансформаторов и проводов. Рассчитаны токи короткого замыкания, с помощью которых было выбрано оборудование на подстанциях. Определены показатели надежности. Рассчитана молниезащита ПС, а так же выбрана релейная защита. Рассмотрена механическая часть ВЛ. Рассчитаны значения пролетов между опорами, по трассе линии расставлены опоры.

В организационно-экономической части определена экономическая эффективность данного проекта. Простой срок окупаемости проекта составляет 8,65 лет, что меньше нормативного срока эксплуатации оборудования, это говорит о привлекательности проекта.

В разделе безопасность и экологичность рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок, мероприятия и средства по предупреждению чрезвычайных ситуаций и их ликвидации. А так же произведен расчет отвода земель под ЛЭП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат. 2010.
2. Индексы цен в строительстве. Выпуск 70. – М.: КО-ИН-ВЕСТ, 2010
3. Кожевников Н.Н., Чинакаева Н.С., Чернова Е.В.. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение. М.: МЭИ, 2010г.
4. Комплектные электротехнические устройства. Справочник в трех томах. Том 3. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией. – М.: «Энергия», 2006.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М.: Мастер, 2008.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003. №277
7. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ (СО 15434.20.122-2006). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. №187
8. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СО 15434.20.122-2006). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. №187
9. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: ЭНАС, 2011
10. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – 3-е изд./под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. – М.: Энергоиздат, 2010.
12. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. ГОСТ 17.4.3.02-2008.

13. Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – М.: «Энергопрогресс», 2006.
14. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2010.

