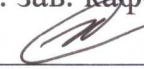


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 08 » 07 _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование открытого распределительно устройства напряжением 110 кВ на подстанции НПС-18 напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушных линий 110 кВ НПС-18-КС-4 к подстанции КС-4 в Республике Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 642-об1


_____ 22.06.2020
подпись, дата


М.С. Привалов

Руководитель
доцент


_____ 19.06.2020
подпись, дата

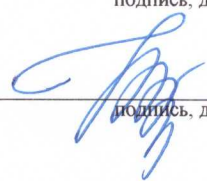
А.Г. Ротачева

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


_____ 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 08.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 14 » 03 2020г.

ЗАДАНИЕ

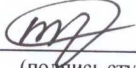
К выпускной квалификационной работе студента Привалов Максим Сергеевич
Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование открытого
распределительного устройства напряжением 110 кВ на подстанции НПС-18 напряжением
220 кВ в связи с со строительством воздушных линий 110 кВ НПС-18-КС-4 к подстанции
КС-4

(утверждено приказом от 01.06.02020 № 975-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейные схемы сети,
расчетные значения максимальных токов, данные по планируемой нагрузке
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): 1.Характеристика района. 2.Выбор силовых трансформаторов и провода ВЛ.
3.Выбор принципиальной электрической схемы. 4.Расчет токов коротких замыканий.
5.Выбор оборудования. 6.Релейная защита и автоматика. 7.Заземление ПС.
8.Молниезащита ПС. 9.Экономическая эффективность.10.Безопасность и экологичность
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейная схема,
молниезащита и заземление, план подстанции, структурно-функциональная схема РЗА
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020
Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент -
доцент

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

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 стр., 6 рисунков, 12 таблиц.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ
УСТРОЙСТВО, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПРОВЕРКА
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ЭКОНОМИКА,
ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной дипломной работе были произведены расчеты токов короткого замыкания, после чего проверено, рассчитано и выбрано соответствующее электрооборудование. Выбрана противоаварийная автоматика. Раскрыты вопросы охраны труда, экологичности и электробезопасности, в рамках данной работы.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ТКЗ – токи короткого замыкания

КЗ – короткое замыкание

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КС – компрессорная станция

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ОПН – ограничитель перенапряжения

ВЧЗ – высокочастотный заградитель

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

РУ – распределительное устройство

ПУЭ – правила электроустановок

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	8
1 Характеристика района	9
2. Основания для реконструкции	10
2.1 Описание существующей подстанции	10
2.2 Описание ОРУ 110 кВ	12
3. Расчет токов короткого замыкания	13
3.1 Общие положения	13
3.2 Составление расчетной схемы замещения	15
3.3 Расчет токов короткого замыкания	17
4. Выбор основного оборудования	21
4.2 Максимальный расчетный рабочий ток	22
4.4 Выбор выключателей	27
4.4.1 Отключающая способность	28
4.4.2 Включающая способность	28
4.4.3 Выключатель элегазовый баковый	32
4.5 Выбор разъединителей (заземлителей) 110 кВ	34
4.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	36
4.7 Классификация трансформаторов тока	38
4.8 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	42
4.9 Выбор ошиновки	45
4.10 Выбор ОПН 110 кВ	48
4.10.1 Выбор ОПН по механическим характеристикам	50

4.10.2	Удельная энергоемкость ОПН	51
4.10.3	Выбор мест установки ОПН 110 кВ	53
4.11	Выбор шинной опоры	53
4.12	Устройство воздушных ЛЭП разного напряжения	57
4.12.1	Классификация ВЛ	58
4.12.3	Общее устройство и компоновка воздушной ЛЭП	62
4.12.4	Устройство проводов воздушных линий	64
4.12.5	Устройство опор	66
4.12.6	Устройство изоляторов	67
5	Компоновочные решения по ОРУ 110 КВ	71
6	изоляция, защита от перенапряжений, молниезащита, заземление, ЭМС	77
6.1	Изоляция	77
6.2	Зависимость срока службы изоляции от температуры	78
6.3	Изоляционные материалы	78
6.4	Защита от перенапряжений	79
6.5	Защита оборудования от перенапряжений	82
6.6	Молниезащита	83
6.7	Защита от ПУМ	84
6.8	Требования к молниеприемнику	85
6.9	Заземлитель	85
6.10	Защита от ПУМ	88
6.11	Требования к молниеприемнику	88
6.12	Заземлитель	89
6.13	Защита от индуцированных волн	90

6.14 Естественное заземление	92
6.15 Искусственное заземление	93
6.16 Кабельное хозяйство	94
7 Освещение ору 110 кв	97
7.1 Рабочее освещение	98
7.2 Наружное освещение	99
7.3 Световое ограждение	100
7.4 Аварийное освещение	101
7.5 Резервное освещение	104
7.6 Эвакуационное освещение	104
7.7 Охранное освещение	104
7.8 Дежурное освещение	106
8 Безопасность и экологичность проектируемой пс	108
8.1 Безопасность	108
8.2 Экологичность проекта	110
8.3 Чрезвычайные ситуации	112
8.4 Расчет молниезащитных устройств	116
8.5 Выводы	121
Заключение	120
Библиографический Список	122

ВВЕДЕНИЕ

В связи с технологическим присоединением энергопринимающих устройств АО «ДРСК» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», возникла необходимость в строительстве ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ НПС-18.

Основными задачами, поставленными в данном проекте, являются:

1. Расчет токов короткого замыкания;
2. Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ, согласно климатическим условиям;
3. Определение безопасности и экологичности проекта.

Предусматривается открытое исполнение (ОРУ) с установкой оборудования россыпью, а также установка оборудования и выполнение следующих мероприятий:

- строительство двух автотрансформаторных ячеек;
- строительство ячейки секционного выключателя;
- строительство двух линейных ячеек 110 кВ;
- строительство и установка порталов 1 и 2 секции шин;
- строительство и установка ячейковых и линейных порталов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

ПС 220 кВ НПС-18 расположена по адресу: Республика Саха(Якутия), Алданский район, п. Большой Нимныр, (12 км по трассе на Нерюнгрин).

Климат района – резко континентальный с длинной, суровой зимой и коротким жарким летом. Преобладающее направление ветров - северо-западное. Температура воздуха по Республике Саха, Алданский район колеблется от минус 51°С до 35°С.

Район размещения подстанции ПС 220 кВ НПС-18 относится: по весу снегового покрова – к IV району (2,4 кПа); средняя скорость ветра в зимний период – 3м/с; по давлению ветра – ко II району (500Па, 29м/с); по толщине стенки гололеда – ко II району (15 мм); – по ветровой нагрузке при гололеде – к III району (до 450г/м); по среднегодовой продолжительности гроз – ко II району (от 20 до 30 часов); по степени загрязнения атмосферы –II.

В соответствии с картами районирования территории РФ представленными в ПУЭ район размещения подстанции по толщине стенки гололеда относится к III району- 20мм. В данном районе отмечена зоне повышенной сейсмичности - 7 баллов.

2. ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ

2.1 Описание существующей подстанции

Существующая ПС 220 кВ НПС-18 включает в себя распределительные устройства ОРУ 220 кВ и РУ 10 кВ (размещается в здании ОПУ), два автотрансформатора АДЦТН63000/220/110/10, два трансформатора ТДНЛ - 40000/10 для регулировки напряжения 10 кВ, два трансформатора собственных нужд ТСЗ-1000/10 УЗ, здание ОПУ, здание насосной станции пожаротушения, ДГУ, маслоборники.

Схема ОРУ 220 кВ состоит из:

- линейные ячейки - 4шт;
- ячейки для подключения автотрансформаторов – 2 шт.;
- ячейка секционного выключателя – 1шт;
- ячейки резервные - 2шт.

На РУ 220 кВ установлены семь баковых элегазовых выключателей со встроенными трансформаторами тока, горизонтально-поворотные разъединители с двигательными приводами, шесть емкостных трансформаторов напряжения, аппаратура ВЧ связи, нелинейные ограничители перенапряжений. Вдоль выключателей имеется проезд.

Сборные шины ОРУ 220 кВ выполнены проводами АС300/39, рассчитанными на ток 610 А.

От ОРУ 220 кВ отходят четыре воздушные линии:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-НПС-18 №1;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-НПС-18 №2 ;
- ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17;
- ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17.

Основные характеристики существующей ПС приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Краткая характеристика ПС 220/110/10 кВ НПС-18

Показатель/Значение	Заданные характеристики
1	2
Номинальное напряжение	220/110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытые, закрытые, КТП, КРУЭ и т.д.)	220 кВ - ОРУ; 110 кВ – ОРУ; 10 кВ – ЗРУ
Тип схемы каждого РУ	220-13 – Две рабочие системы шин; 110-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин; 10 – Две одиночные системы шин (без секционного выключателя)
Количество линий, подключенных к ПС по каждому РУ	220 - 4; 110 – проектом запланирована установка двух линейных ячеек; 10 – 2
Количество резервных ячеек по каждому РУ	220 -.2; 110 – проектом предусматривается место под 6 резервных линейных ячеек; 10 – 2
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	2 шт - АДЦТН- 63000/220/110/10-У1
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Нет

Питание нагрузок собственных нужд переменного тока осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА (ТСН1,ТСН2).

Существующий щит собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН) состоит из панелей с выкатными аппаратами и устанавливается в одном помещении с ТСН.

При выходе из строя ТСН, ЩСН подключается к дизель-генераторной установке мощностью 820 кВт - АДК800.1 - Baltic.

Максимальная расчетная нагрузка на ЩСН составляет – 662,5 кВт.

Оперативный ток на подстанции принят постоянный напряжением 220

Источником напряжения ОПТ служат два щита постоянного тока, две аккумуляторные батареи (АБ), работающие с тремя зарядно-подзарядными устройствами (ЗПА). АБ работают в режиме постоянного подзаряда.

В ОПУ размещены панели управления и защиты, аппаратуры связи и ТМ, щита переменного тока, системы оперативного постоянного тока.

2.2 Описание ОРУ 110 кВ

Предусматривается открытое исполнение (ОРУ) с установкой оборудования россыпью.

Питание ПС 110 кВ КС-4 осуществляется по двум взаиморезервируемым ВЛ 110 кВ.

При аварии на одной из секций шин 110 кВ ПС НПС-18 или выводе ее в ремонт, питание ПС 110 кВ КС-4 сохраняется.

Категория электроснабжения потребителей ОРУ 110 кВ допускает кратковременное погашение потребителей на период оперативных переключений.

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общие положения

Короткое замыкание — незапланированное соединение точек цепи с различными потенциалами друг с другом или с другими электрическими цепями через пренебрежимо малое сопротивление. При этом образуется сверхток, значения которого на порядки превышают предусмотренные нормальными условиями работы.

Все многообразие причин возникновения коротких замыканий можно свести к следующим:

1. Нарушение изоляции
2. Внешние воздействия
3. Перегрузка сети

Нарушение изоляции вызывается как естественным износом, так и внешним вмешательством. Естественное старение элементов электросети ускоряется за счет длительного теплового воздействия тока (тепловое старение изоляции), агрессивных химических сред.

Внешние воздействия могут быть вызваны грызунами, насекомыми и другими животными. Сюда же относится и человеческий фактор. Это может быть “кривой” электромонтаж, либо несоблюдение техники электробезопасности.

Намного чаще короткое замыкание вызывается перегрузкой сети из-за подключения большого количества потребителей тока. Так, если совокупная мощность одновременно включенных в бытовую сеть электроприборов превышает допустимую нагрузку на проводку, с большой вероятностью произойдет короткое замыкание, так как сила тока в такой цепи начинает превышать допустимое значение. Такое явление можно часто наблюдать в домах

со старой проводкой, где провода чаще всего алюминиевые и не рассчитаны на современные мощные электроприборы.

Сверхток, образующийся в результате КЗ, называется током короткого замыкания. Как только произошло короткое замыкание в цепи, ток короткого замыкания достигает максимальных значений. После того, как провода начнут греться и плавиться, ток короткого замыкания идет на спад, так как сопротивление проводов при нагреве возрастает.

В трехфазных сетях наиболее часто происходит однофазное замыкание на землю – 60-70% всех коротких замыканий. Двухфазные КЗ составляют 20-25%. Двойное замыкание фаз на землю происходит в электросетях с изолированной нейтралью и составляет 10-15% всех случаев. До 3-5% занимают трехфазные КЗ, при которых происходит нарушение изоляции между всеми тремя фазами.

Во время КЗ температура в зоне контакта возрастает до нескольких тысяч градусов. Помимо воспламенения изоляции, расплавления и механических повреждений выключателей и розеток, и возгорания проводки, следствием замыкания может стать выход из строя компьютерного и телекоммуникационного оборудования и линий связи, которые находятся рядом, вследствие сильного электромагнитного воздействия.

Но падение напряжения и выход из строя оборудования — не самое опасное последствие. Нередко короткие замыкания становятся причиной разрушительных пожаров, зачастую с человеческими жертвами и огромными экономическими потерями.

Из-за удаленности и большого сопротивления до места замыкания защитное оборудование может не сработать. Бывают ситуации, когда ток недостаточен для срабатывания защиты и отключения напряжения, но в месте КЗ его вполне хватает для расплавления проводов и возникновения источников

возгорания. Поэтому, токи коротких замыканий очень важны для расчетов аварийных режимов работы.

Расчёты токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания выполнены с целью выявления ожидаемых уровней токов КЗ. на перспективу для проверки соответствия существующего и выбора вновь устанавливаемого оборудования распределительных устройств.

3.2 Составление расчетной схемы замещения

Схема замещения электрической цепи отображает свойства этой цепи при определенных условиях и применяется при расчетах. На схеме замещения изображают все элементы, влиянием которых на результаты расчета пренебречь нельзя, и указывают электрические соединения между ними, соответствующие принципиальной схеме.

Ниже, на рисунке 1, представлена разработанная схема замещения.

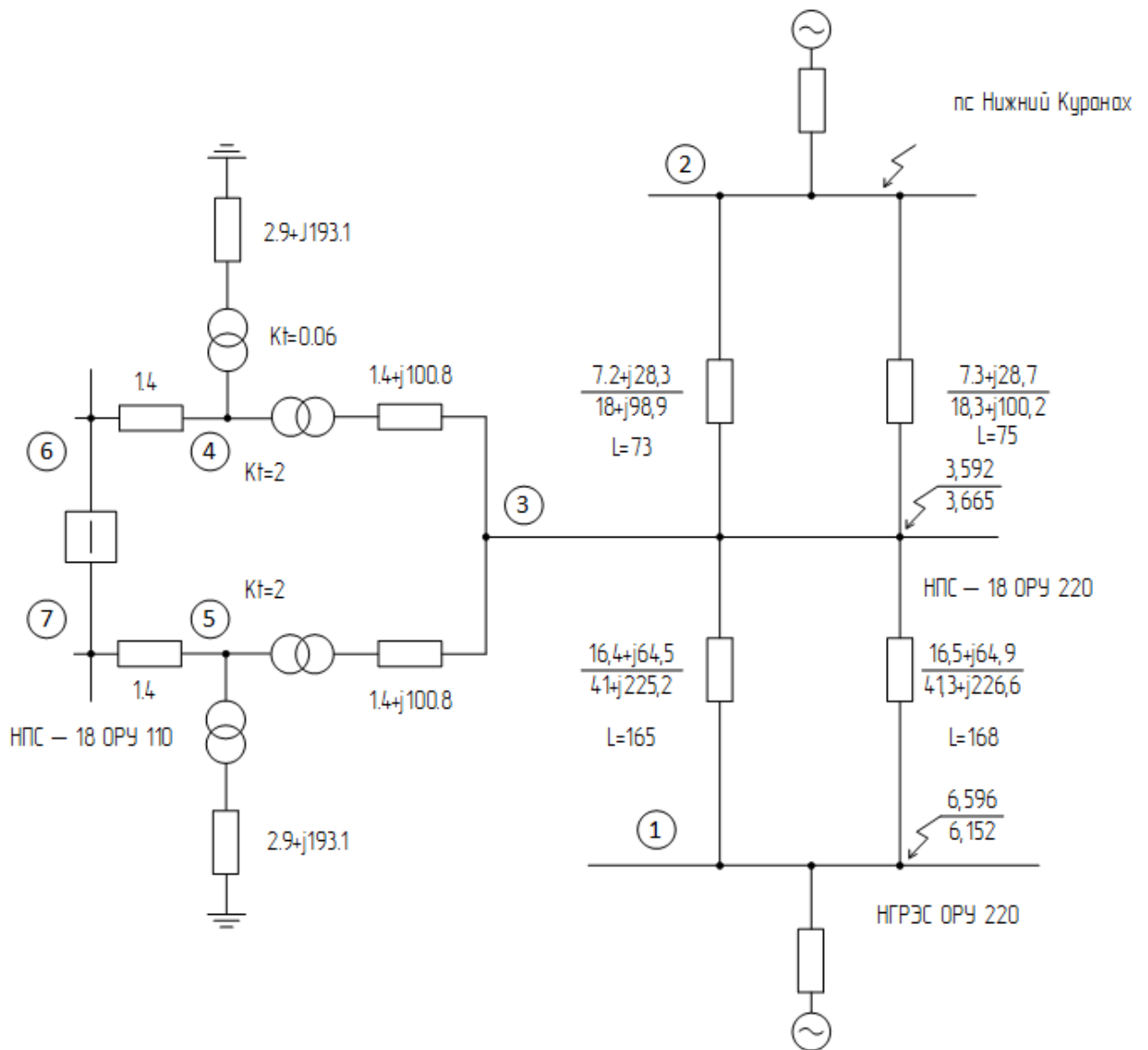


Рисунок 1 – Схема замещения токов КЗ

Токи к.з. и сопротивления элементов сети приведены к своему номинальному напряжению.

Все сопротивления даны в именованных единицах, приведенных к своим ступеням напряжения, сопротивления ветвей трансформаторов приведены к ВН:

- в числителе – сопротивление прямой последовательности,
- в знаменателе – сопротивление нулевой последовательности.

Величины токов к.з. даны в кА и приведены к соответствующей ступени напряжения. В числителе приведены токи трехфазного к.з., в знаменателе – однофазного.

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Результаты расчётов токов трёхфазного и однофазного к.з. района размещения ПС 220 кВ НПС-18 на 2019 и 2024 г. приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ на ПС 220 кВ НПС - 18

Наименование ПС		Отключающая способность выключателей, кА	2019 г.		2024 г.	
			Ток трехфазного к.з., кА	Ток однофазного к.з., кА	Ток трехфазного к.з., кА	Ток однофазного к.з., кА
1		2	3	4	5	6
ПС 220 кВ НПС - 18	Шины 220 кВ	40	3,592	3,665	3,592	3,666
	Шины 110 кВ	40	3,710	4,412	3,709	4,413
КС – 4 110 кВ		≥ 20	3,295	3,540	3,295	3,543

Расчёты токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания выполнены на 2019 и 2024 г.

В таблицах 3 и 4 приведены результаты расчетов токов короткого замыкания с составляющими тока по присоединениям на 2019 и 2024 годы соответственно.

Таблица 3 – Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ на 2019 год

Наименование узла	3х-фазное КЗ II (мод, А/фаза)		Однофазное КЗ					
			I1 (мод, А/фаза)		I2 (мод, А/фаза)		3I0 (мод, А/фаза)	
	$Z1=3.97+j30.02$		$Z2=3.97+j30.02$		$Z0=1.62+j15.77$			
НПС – 18 110	3710	90	1470	90	1470	90	4412	90
КС – 4 110	11	90	9	90	9	90	26	90
НПС – 18 220 (АТ – 1)	1844	90	726	90	9	90	2180	90

Таблица 4 – Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ на 2024 год

Наименование узла	3х-фазное КЗ II (мод, А/фаза)		Однофазное КЗ					
			I1 (мод, А/фаза)		I2 (мод, А/фаза)		3I0 (мод, А/фаза)	

1	2		3		4		5	
	Z1=3.97+j30.02		Z2=3.97+j30.02		Z0=1.62+j15.77			
НПС – 18 110	3709	90	1471	90	1471	90	4413	90
КС – 4 110	11	90	9	90	9	90	26	90
НПС – 18 220 (АТ – 1)	1844	90	727	90	727	90	2180	90

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{I_m(Z_{\text{экв}})}{2\pi f_c \cdot \text{Re}(Z_{\text{экв}})} = \frac{23,908}{314,15 \cdot 1,647} = 0,046 \text{ с} \quad (1)$$

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ max}}^{(3)} \quad (2)$$

Где $I_{\text{КЗ max}}^{(3)}$ -ток трехфазного КЗ в максимальном режиме системы, которым является ток трехфазного к.з. на 2019 год:

$$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} = I_{\text{КЗ max 2019}}^{(3)} = 3,71 \text{ кА} \quad (3)$$

$K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент

Условие $X_{\text{экв}} / R_{\text{экв}} \geq 5$ выполняется: $23,908/1,647=14,5 \geq 5$

При выполнении условий $X_{\text{экв}} / R_{\text{экв}} \geq 5$ ударный коэффициент допустимо определять по формуле:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,046}} = 1.805 \quad (4)$$

Тогда ударный ток на 2019 год равен:

НПС – 18 110:

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,70 = 9,44 \text{ кА} \quad (5)$$

КС – 4 110:

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,01 = 0,026 \text{ кА} \quad (6)$$

НПС – 18 220 (АТ – 1):

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,84 = 4,7 \text{ кА} \quad (7)$$

Ударный ток на 2024 год равен:

НПС – 18 110:

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,71 = 9,469 \text{ кА} \quad (8)$$

КС – 4 110:

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,01 = 0,026 \text{ кА} \quad (9)$$

НПС – 18 220 (АТ – 1):

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3\max}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,84 = 4,7 \text{ кА} \quad (10)$$

4. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основное оборудование подстанции соответствует критериям выбора по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений, отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, условиям окружающей среды.

Принимаемое к установке оборудование выбирается по следующим критериям:

- по номинальному напряжению;
- по максимальному расчетному рабочему току;
- по термической и динамической стойкости к токам КЗ;
- по изоляционным характеристикам;
- по климатическому исполнению;
- по механическим характеристикам;
- по дополнительному для каждого конкретному типу оборудования параметрам.

Расчетные значения и нормированные величины для вышеописанных критериев приведены ниже по пунктам.

4.1 Номинальное напряжение

Номинальное напряжение для оборудования, устанавливаемого на ОРУ 110 кВ - $U_{ном} = 110$ кВ.

Наибольшее рабочее напряжение для оборудования, устанавливаемого на ОРУ 110 кВ - $U_{н.р.} = 126$ кВ.

4.2 Максимальный расчетный рабочий ток

При выборе оборудования необходимо исходить из максимально возможных рабочих токов присоединений, включая токи в послеаварийных режимах работы сети.

Наибольший рабочий ток для ячеек 110 кВ присоединений АТ-1 и АТ-2 определяется, исходя из номинальной мощности автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 с учетом допустимой двухчасовой сорокапроцентной перегрузки.

Поскольку для данной подстанции в перспективе не планируется увеличение мощности автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, то расчет производится для существующих автотрансформаторов мощностью 63000 кВА каждый:

$$I_{н.р.АТ} = 1,4 \cdot I_{ном.АТ} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 А \quad [11]$$

4.3 Термическая и динамическая стойкость к токам КЗ

Согласно расчетов, представленных выше, трехфазные токи КЗ на шинах ОРУ 110 Кв в максимальном режиме работы составляют:

- применительно к схеме сети на 2019 г.

$$I_{КЗ.маx 2019}^{(3)} = 3,71 \text{ кА} - \text{ток трехфазного металлического КЗ.}$$

$$I_{КЗ.маx 2019}^{(1)} = 4,412 \text{ кА} - \text{ток однофазного КЗ}$$

- применительно к схеме сети на 2024 г.

$$I_{КЗ.маx 2024}^{(3)} = 3,709 - \text{ток трехфазного металлического КЗ}$$

$$I_{КЗ.маx 2024}^{(1)} = 4,413 - \text{ток однофазного КЗ}$$

Методика проверки элементов главной схемы на термическую стойкость при КЗ выполняется согласно РД 153-34.0-20.527-98 и заключается в

сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля B_k с его допустимым для проверяемого аппарата значением $B_{тер.доп.}$.

Расчет значения интеграла Джоуля B_k производится по формуле :

$$B_k = I_{КЗ.маx}^2 \cdot t_{откл}, \text{ где} \quad (12)$$

$$I_{КЗ.маx} = I_{КЗ.маx 2024}^{(1)} = 4,413 \text{ кА}, \quad (13)$$

$t_{откл}$ - расчетное время отключения присоединение при КЗ которое рассчитывается по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{не} + T_a, \text{ где} \quad (14)$$

$t_{рз}$ - время действия основной защиты

-для основной защиты ВЛ 110 кВ – 0,05с;

$t_{не}$ - полное время отключения выключателя, которое определяется из каталога на боковые элегазовые выключатели и составляет 0,06с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Для определения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить эквивалентное сопротивление сети 110 кВ

Согласно исходным данным эквиваленты на шинах 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 составляют:

$$Z_1 = 2,339 = i36,001 \text{ Ом}$$

$$E = 114,1 \text{ кВ}$$

Воздушные одноцепные линии ВЛ 110 кВ НПС-18-КС-4 №1 и №2 будут выполнены проводом АС70/11, длина каждой линии составит

$$L_{ВЛ} = 7,534 \text{ км}$$

Согласно справочным данным («Справочник по проектированию электрических сетей» под редакцией Д. Л. Файбисовича), удельные значения сопротивлений для провода марки АС70/11 следующие:

$$r_0 = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,444 \text{ Ом/км};$$

Расчет эквивалентного сопротивления одной линии:

$$Z_{ВЛ} = L_{ВЛ} (r_0 + jx_0) = 7,534 \cdot (0,422 + j0,444) = 3,179 + j3,345 \text{ Ом} \quad (15)$$

На проектируемой подстанции 110 кВ КС-4 будут установлены два трансформатора ТДН 10000/110/10 ХЛ1

Согласно справочным данным («Справочник по проектированию электрических сетей» под редакцией Д. Л. Файбисовича), сопротивления данного трансформатора, приведенные к стороне 110 кВ, следующие:

$$R_T = 7,95 \text{ Ом};$$

$$X_T = 139 \text{ Ом};$$

Полное сопротивление одного трансформатора:

$$Z_T = R_T + jX_T = 7,95 + j139 \text{ Ом}.$$

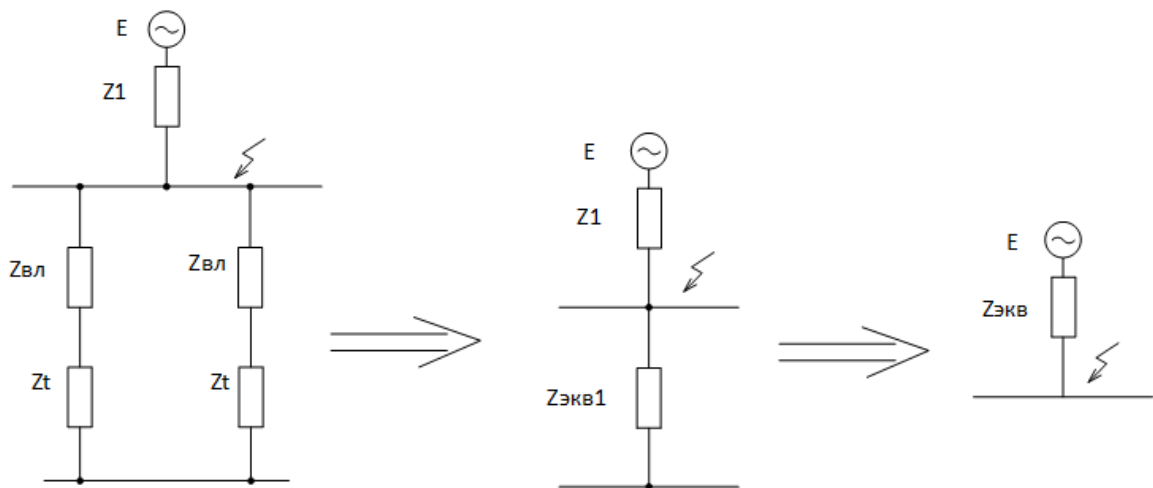


Рисунок 2 – Схема замещения для определения постоянной времени затухания T_a

Эквивалентное сопротивление $Z_{экв1}$:

$$Z_{экв1} = \frac{Z_{вл} + Z_t}{2} = \frac{3,179 + j3,345 + 7,95 + j139}{2} = 5,565 + j71,173 \text{ Ом} \quad [16]$$

Эквивалентное сопротивление $Z_{экв}$:

$$Z_{экв} = \frac{Z_{экв1} \cdot Z_1}{Z_{экв1} + Z_1} = \frac{(5,565 + j71,173) \cdot (2,339 + j36,001)}{5,565 + j71,173 + 2,339 + j36,001} = 1,647 + j23,908 \text{ Ом} \quad [17]$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{I_m(Z_{экв})}{2\pi f_c \cdot R_e(Z_{экв})} = \frac{23,908}{314,15 \cdot 1,647} = 0,046 \text{ с} \quad [18]$$

Суммарное отключение равно:

$$t_{откл} = t_{pz} + t_{nv} + T_a = 0,05 + 0,06 + 0,046 = 0,156 \text{ с} \quad [19]$$

Тогда интеграл Джоуля равен:

$$B_k = I_{КЗ, \max}^2 \cdot t_{откл} = 4,413^2 \cdot 0,156 = 3,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad [20]$$

Расчет допустимого значения интеграла Джоуля для проверяемого аппарата производится формуле:

$$B_{тер.дон} = I_{тер.дон}^2 \cdot t_{дон}, \text{ где} \quad (21)$$

$I_{тер.дон}^2$ - ток термической стойкости нормированный для электрического аппарата;

$t_{дон}$ - допустимое время протекания нормированного тока термической стойкости.

Оба параметра определяются из каталожных сведений на аппараты

Методика проверки выбранных выключателей по условию электродинамической стойкости выполняется согласно РД 153-34.0-20.527-98 и заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения ударного тока и тока динамической стойкости электрического аппарата.

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{КЗ.маx}^{(3)}, \text{ где} \quad (22)$$

$I_{КЗ.маx}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в максимальном режиме системы, которым является ток трехфазного к.з. на 2019 год:

$$I_{КЗ.маx}^{(3)} = I_{КЗ.маx 2019}^3 = 3,71 \text{ кА}$$

$K_{уд}$ - ударный коэффициент.

Условие $X_{эkv} / R_{эkv} \geq 5$ выполняется: $23,908/1,647=14,5 \geq 5$

При выполнении условия $X_{эkv} / R_{эkv} \geq 5$ ударный коэффициент допустимо определять по следующей формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0,02}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,046}} = 1,805 \quad (24)$$

Тогда ударный ток равен:

$$I_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{КЗ.маx}^{(3)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,71 = 9,47 \text{ кА} \quad (25)$$

4.4 Выбор выключателей

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках и служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание. К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- 1) Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- 2) быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- 3) пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- 4) возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- 5) легкость ревизии и осмотра контактов;
- 6) взрыво- и пожаробезопасность;
- 7) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Выбор выключателей производится по следующим критериям:

- отключающая способность;
- включающая способность;
- коммутационный цикл,

- проверка выключателя на содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Ниже представлены расчеты по определению дополнительных критериев выбора выключателя.

4.4.1 Отключающая способность.

Выключатель должен отключать максимально возможный расчетный ток КЗ. Для ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 это ток однофазного КЗ в максимальном режиме.

$$I_{откл.} \geq I_{КЗ.маx}^{(1)} = 4,413 \text{ кА} \quad (26)$$

4.4.2 Включающая способность.

Проверка включающей способности производится по следующим условиям:

$$I_{вкл} \geq I_{ПО}, \text{ где}$$

$I_{вкл}$ - номинальный ток включения (по каталогу);

$I_{ПО}$ - начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в цепи выключателя в максимальном режиме, которое составляет

$$I_{ПО} = I_{КЗ.маx}^{(3)} = 3,71 \text{ кА}$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \text{ где}$$

$i_{вкл}$ -наибольший пик тока включения (по каталогу)

$i_{уд}$ - ударный ток в цепи выключателя, который составляет 9,47 кА

Коммутационный цикл.

Предполагаемые к установке выключатели должны быть предназначены для работы при АПВ, поэтому, согласно ГОСТ Р 52565,

необходимо чтобы устанавливаемые выключатели были рассчитаны на следующие коммутационные циклы:

- цикл 1: О–0,3с–ВО–180с–ВО;
- цикл 2: О–180с–ВО–180с–ВО.

Проверка выключателя на содержание аperiodической составляющей тока отключения.

Периодическая составляющая трехфазного тока металлического КЗ от системы в максимальном режиме составляет:

$$I_{nt} = 3,71 \text{ кА}$$

Расчетная минимальная продолжительность КЗ:

$\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,05 + 0,06 = 0,11 \text{ с}$, где $t_{св} = 0,06 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

Аperiodическая составляющая тока КЗ от системы при $\tau = 0,11 \text{ с}$ и $T_a = 0,046 \text{ с}$:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{nt} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 3,71 \cdot e^{-0,11/0,046} = 0,48 \text{ кА} \quad (27)$$

Процентное содержание аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\beta = \frac{i_{ar}}{I_{nt} \cdot \sqrt{2}} \cdot 100\% = \frac{0,48}{3,71 \cdot \sqrt{2}} \cdot 100\% = 9,15\% \quad (28)$$

Предусматривается установка на ОРУ-110 кВ баковых элегазовых выключателей со встроенными трансформаторами тока, горизонтальноповоротных разъединителей с двигательными приводами, шесть емкостных трансформаторов напряжения.

Ниже, в таблице 5, приведены результаты проверки параметров выключателя 110 кВ, согласно следующим критериям:

- Номинальное напряжение - $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- Наибольшее рабочее напряжение - $U_{н.р.} \leq U_{н.р.ном}$;
- Наибольший рабочий ток - $I_{н.р.маx} \leq I_{ном}$;
- Отключающая способность - $I_{КЗ.маx}^{(3)} \leq I_{откл}$;
- Термическая стойкость к токам КЗ - $B_k \leq I_{терм.ном.}^2 \cdot t_{откл}$, где
 $t_{откл} \leq t_{тер.доп.} = 3с$;
- Относительное содержание апериодической составляющей в токе КЗ -
 $\beta \leq \beta_{доп}$;
- Динамическая стойкость к токам КЗ - $I_{уд.} \leq I_{дин}$;
- Включающая способность - $I_{уд.} \leq i_{вкл}$;
- Коммутационный цикл – наличие цикла АПВ;
- Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор) - $\lambda_э \leq \lambda_{э.ном}$

Таблица 5 – Проверка параметров выключателя 110 кВ

Оцениваемый параметр	Расчётные данные	Принимаемые параметры выключателей
1	2	3
Номинальное напряжение	Ууст = 110 кВ	Уном = 110 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	Ун.р. = 126 кВ	Ун.р.ном = 126 кВ

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Отключающая способность	$I_{кз} = 3,71 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
Термическая стойкость к токам КЗ	$W_k = 3,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	154,79
Относительное содержание апериодической составляющей в токе КЗ	$\beta = 9,15\%$	$\beta_{доп} \geq 40\%$
Динамическая стойкость к токам КЗ	$I_{уд.} = 9,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
Включающая способность	$i_{уд.} = 9,47 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$
Коммутационный цикл	О-3с-ВО-180с-ВО	О-3с-ВО-180с-ВО О-180с-ВО-180с-ВО
Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор)	$\lambda_{э} = 2 \text{ см/кВ}$	$\lambda_{номэ} \geq 2 \text{ см/кВ}$

Климатическое исполнение	УХЛ1	УХЛ1
Высота установки над уровнем моря	До 1000м	До 1000м
Толщина корки льда при гололеде	15	20
Тяжение проводов в горизонтальном направлении вдоль оси полюса выводов	1000Н	$\geq 1000\text{Н}$

На основании таблицы 5 можно сделать вывод, что рассматриваемые выключатели допустимо применить при реконструкции.

Тип привода взвода выключателя – пружинный.

Напряжение питания двигателя и обогрева – переменное 230 В, напряжение питания электромагнитов управления – постоянное 220 В.

Встраиваемые трансформаторы тока, установленные внутри бакового выключателя, по первичным характеристикам соответствуют критериям выбора выключателя.

Новые элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока учтены в принципиальной схеме ПС 220 кВ НПС-18.

4.4.3 Выключатель элегазовый баковый

Выключатель элегазовый ВТБ-110Ш (в дальнейшем именуемый – «выключатель») предназначен для выполнения коммутационных операций

(включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50 Гц.

Выключатель не предназначен для коммутации шунтирующего реактора, и конденсаторной батареи.

Полюс выключателя представляет собой металлический корпус, на котором установлены два фарфоровых изолятора, образующих высоковольтные вводы выключателя. Дугогасительное устройство размещено в корпусе полюса и одном из фарфоровых вводов. Внутри второго ввода полюса размещен блок трансформаторов тока. На верхнем фланце этого ввода размещено защитное устройство мембранного типа для обеспечения взрывобезопасности полюса в аварийной ситуации.

Для обеспечения работоспособности выключателя исполнения УХЛ в условиях низких температур (до минус 60° С), предусмотрен подогрев каждого полюса.

Для удобства демонтажа полюсов электрические цепи трансформаторов тока и подогревающих устройств выключателя снабжены штепсельными разъемами, установленными в нижней части защитных кожухов.

Систему заправки полюсов выключателя элегазом образуют:

- клапаны автономной герметизации (КАГ) полюсов;
- три датчика плотности (по одному на каждый полюс), представляющих собой электроконтактный манометр, снабженный устройством температурной компенсации, приводящим показания манометра к температуре 200С, и имеющий три пары контактов, одна из которых предназначена для сигнализации об опасном уровне снижения плотности элегаза из-за его утечки (и

необходимости пополнения), а две других - для автоматического отключения аппарата с блокировкой цепи включения или для блокирования управления выключателем вообще (что определяется проектом подстанции);

- соединительные ниппели с гайками и уплотнениями для присоединения датчиков плотности к полюсам.

Ниже на рисунке 1 представлен элегазовый баковый выключатель

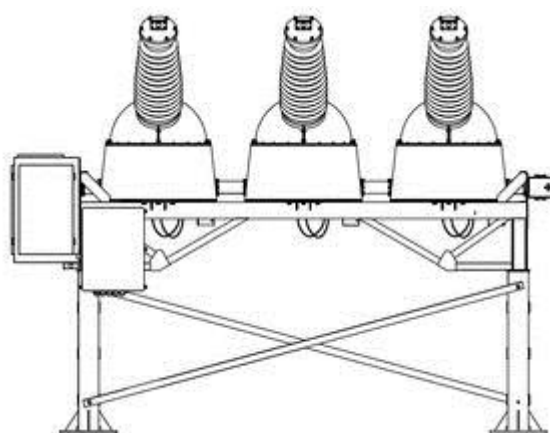


Рисунок 1 - Элегазовый баковый выключатель

4.5 Выбор разъединителей (заземлителей) 110 кВ

Проверка номинальных параметров указанных разъединителей сведена в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка параметров разъединителей

Оцениваемый параметр	Расчётные данные	Принимаемые параметры выключателей
1	2	3
Номинальное напряжение	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
Наибольшее рабочее напряжение	$U_{н.р.} = 126 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 126 \text{ кВ}$
Наибольший рабочий ток	$I_{н.р.махВЛ} = 53 \text{ А}$ $I_{н.р.махОСВ} = 106 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
Термическая стойкость к токам КЗ	$Вк = 3,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	154,79
Динамическая стойкость к токам КЗ	$I_{уд.} = 9,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор)	$\lambda_{э} = 2 \text{ см/кВ}$	$\lambda_{номэ} \geq 2 \text{ см/кВ}$
Климатическое исполнение	УХЛ1	УХЛ1

Высота установки над уровнем моря	До 1000м	До 1000м
Толщина корки льда при гололеде	15	20
Тяжение проводов в горизонтальном направлении вдоль оси полюса выводов	1000Н	$\geq 1000Н$

Привод главных и заземляющих ножей разъединителя – электродвигательный.

Напряжение питания двигателя и обогрева – переменное 230 В, напряжение питания цепей управления и блокировки – постоянное 220 В.

4.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Трансформаторами тока (ТТ) принято называть электротехнические устройства, предназначенные для трансформирования величин токов (с больших на меньшие) до требуемых значений, с целью подключения приборов измерения, устройств РЗА. Трансформаторы тока получили широкое применение в энергетике и являются составным элементом любой электростанции или подстанции.

Установка в силовых электроустановках трансформаторов низкой мощности позволяет также обезопасить производство работ, поскольку их использование разделяет цепи высокого / низкого напряжения, упрощает конструктивное исполнение дорогостоящих измерительных приборов, реле.

Конструкция и принцип действия трансформатора тока

Трансформаторы тока конструктивно состоят из:

- замкнутого магнитопровода;
- 2-х обмоток (первичной, вторичной).

Конструктивное исполнение трансформатора тока представлен на рисунке 2

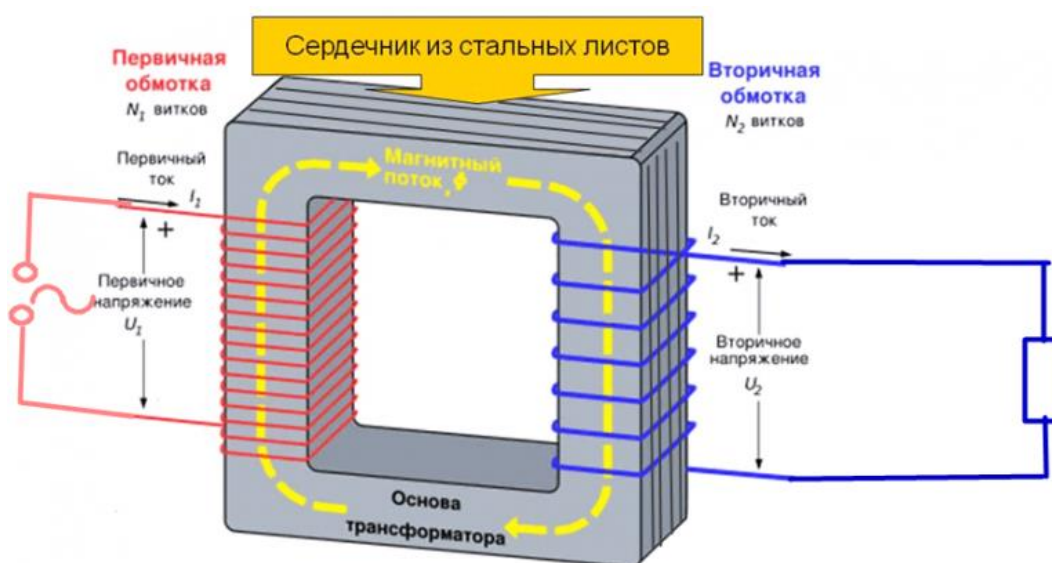


Рисунок 2 - Конструктивное исполнение трансформатора тока

Первичная обмотка включается последовательно, таким образом, сквозь нее протекает полный ток нагрузки. А вторичная — замыкается на нагрузку (защитные реле, расчетные счетчики и пр.), что позволяет создавать прохождение по ней тока, величина которого пропорциональна величине тока первичной обмотки.

Это означает, что геометрическая сумма магнитных потоков равна разности потоков, генерируемых обеими обмотками.

Традиционно трансформаторы тока выпускают с несколькими группами вторичных обмоток, одна из которых предназначена для подключения аппаратов защиты, другие – для включения приборов контроля, диагностики и учета.

К этим обмоткам в обязательном порядке должна быть подключена нагрузка.

Ее сопротивление строго регламентируется, так как даже незначительное отклонение от нормируемой величины может привести к увеличению погрешности и как следствие снижению качества измерения, неселективной работе РЗ.

Погрешность ТТ определяется в зависимости от:

- сечения магнитопровода;
- проницаемости используемого для производства магнитопровода материала;
- величины магнитного пути.

Значительное возрастание сопротивления нагрузки во вторичной цепи генерирует повышенное напряжение во вторичной цепи, что приводит к пробое изоляции и, как следствие, выходу из строя трансформатора.

Предельное значение сопротивления нагрузки указывается в справочных материалах.

4.7 Классификация трансформаторов тока

Трансформаторы тока принято классифицировать по следующим признакам:

1. В зависимости от назначения их разделяют на:

- защитные;
- измерительные;
- промежуточные, используемые для подключения устройств измерения в токовые цепи, выравнивания токов в системах диф. защит и т. п.);
- лабораторные.

2. По типу установки разделяют устройства:

- наружной установки (размещаемые в ОРУ);
- внутренней установки (размещаемые в ЗРУ);
- встроенные в электрические машины, коммутационные аппараты: генераторы, трансформаторы, аппараты и пр.;
- накладные — устанавливаемые сверху на проходные изоляторы;
- переносные (для лабораторных испытаний и диагностических измерений).

3. Исходя из конструктивного исполнения первичной обмотки ТТ разделяют на:

- многовитковые (катушечные, с обмоткой в виде петли или восьмерки);
- одновитковые;
- шинные.

4. По способу исполнения изоляции ТТ разбивают на устройства:

- с сухой изоляцией (из фарфора, литой изоляции из эпоксиды, бекелита и т. п.);
- с бумажно-масляной либо конденсаторной бумажно-масляной изоляцией;
- имеющие заливку из компаунда.

5. По количеству ступеней трансформации ТТ бывают:

- одноступенчатые;
- двухступенчатые(каскадные).

6. Исходя из номинального напряжения различают:

- ТТ с номинальным напряжением — выше 1 кВ;
- ТТ с напряжением – до 1 кВ.

Блок трансформаторов тока состоит из трех идентичных модулей трансформаторов тока.

Встроенные ТТ имеют два исполнения по назначению:

- для приборов измерения и учета электрической энергии;
- для приборов релейной защиты.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока принимаются, исходя из максимальной нагрузки линейных присоединений. Количество обмоток трансформаторов тока предусмотрено в соответствии с требованиями о размещении основных, резервных защит, измерительных приборов и аппаратуры учета на разных обмотках.

Выбор трансформаторов тока представлен в таблице 7.

Таблица 7 – проверка параметров трансформаторов тока

Оцениваемый параметр	Расчётные данные	Принимаемые параметры выключателей
1	2	3
Номинальное напряжение	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 7

Наибольшее рабочее напряжение	$U_{н.р.} = 126 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 126 \text{ кВ}$
Наибольший рабочий ток	$I_{н.р.махВЛ} = 53 \text{ А}$ $I_{н.р.махОСВ} = 106 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
Термическая стойкость к токам КЗ	$Вк = 3,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	154,79
Динамическая стойкость к токам КЗ	$I_{уд.} = 9,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор)	$\lambda_{э} = 2 \text{ см/кВ}$	$\lambda_{номэ} \geq 2 \text{ см/кВ}$
Климатическое исполнение	УХЛ1	УХЛ1
Высота установки над уровнем моря	До 1000м	До 1000м
Толщина корки льда при гололеде	15	20
Номинальный вторичный ток	1	1

4.8 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформатор напряжения элегазовый.

Трансформаторы напряжения индуктивные газонаполненные серии ЗНОГ-110 (в дальнейшем «трансформатор напряжения») общего назначения, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение $110/\sqrt{3}$ кВ.

Трансформатор напряжения предназначен для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом (климатическое исполнение У1, УХЛ1 по ГОСТ 15150-69), при этом:

- верхнее значение рабочей температуры окружающего воздуха – плюс 40°C ;
- нижнее значение рабочей температуры окружающего воздуха – минус 45°C (У1);
- нижнее значение рабочей температуры окружающего воздуха – минус 60°C (УХЛ1);
- высота над уровнем моря – не более 1000 м;
- рабочее положение трансформаторов напряжения в пространстве – вертикальное с закреплением на горизонтальной плоскости.

Механическая нагрузка от ветра скоростью до 40 м/с и от натяжения проводов в вертикальном направлении к плоскости выводов – 1000 Н (100 кгс) и горизонтальном направлении в плоскости выводов – 1000 Н (100 кгс).

Пример записи условного обозначения трансформатора напряжения заземляемого, однофазного, электромагнитного, газонаполненного с

фарфоровой крышкой, с вторичными обмотками классов точности 0,2 (одна) для учета, 0,5 или 0,2 (одна) для измерения и 3Р (одна) для защиты; класса напряжения 110 кВ, категории II* в зависимости от длины пути утечки внешней изоляции, климатического исполнения У, или УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150:

- трансформатор напряжения ЗНОГ-110П*-0,2/0,5/3Р-У1, ТУ 3414-106-49040910-2012(ИВЕЖ.671214.006 ТУ).



Ниже на рисунке 3 представлен трансформатор напряжения

Рисунок 3 – Трансформатор напряжения

Предусматривается установка на ОРУ-110 кВ шести однофазных емкостных трансформаторов напряжения серии наружной установки на шинах 110 кВ (два трехфазных комплекта).

Выбор трансформаторов напряжения представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Проверка параметров трансформаторов напряжения

Оцениваемый параметр	Расчётные данные	Принимаемые параметры выключателей
1	2	3
Номинальное напряжение	$U_{уст} = 110/\sqrt{3}$ кВ	$U_{уст} = 110/\sqrt{3}$ кВ
Наибольшее рабочее напряжение	$U_{н.р.} = 126/\sqrt{3}$ кВ	$U_{н.р.} = 126/\sqrt{3}$ кВ
Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор)	$\lambda_{э} = 2$ см/кВ	$\lambda_{номэ} \geq 2$ см/кВ
Климатическое исполнение	УХЛ1	УХЛ1
Высота установки над уровнем моря	До 1000м	До 1000м
Тяжение проводов в горизонтальном направлении вдоль оси полюса выводов	1000Н	≥ 1000 Н
Толщина корки льда при гололеде	15	20

4.9 Выбор ошиновки

Гибкая ошиновка выполняется для всех напряжений в ОРУ и напряжением НО кВ в ЗРУ с помощью подвешиваемых на линейных изоляторах гибких голых проводов.

Монтаж гибкой ошиновки выполняют в основном в ОРУ неизолированными алюминиевыми или сталеалю-миниевыми проводами, смонтированными на подвесных изоляторах.

Присоединение гибкой ошиновки к зажимам разъединителей наружной установки должно быть выполнено таким образом, чтобы при всевозможных понижениях температуры окружающей среды изоляторы разъединителя не претерпевали никаких изгибающих усилий от натяжения шин, за исключением их собственного веса.

Для гибкой ошиновки отличительное обозначение фаз производится путем соответствующей окраски арматуры.

При гибкой ошиновке расцветка производится путем соответствующей окраски арматуры.

При гибкой ошиновке в открытых установках присоединение проводов к аппаратам выполняют при помощи специальных зажимов с опрессовкой проводов. Все контактные соединения в наружных установках должны иметь антикоррозионные покрытия из глифталевой эмали ФСЗ-26 или эпоксидных компаундов.

Ошиновка вновь проектируемых ячеек 110 кВ выполняется проводом марки АС. Выбор марки и сечения провода произведен ниже.

Заходы ЛЭП в ячейки предлагается также выполнить с помощью сталеалюминевых многожильных проводов.

Гибкую ошиновку, выполненную из алюминиевых и сталеалюминиевых проводов к стержневым и плоским выводам электрооборудования на напряжение 35 - 220 кв, присоединяют при помощи аппаратных зажимов, которыми армируют провода. Для этого концы проводов в местах закрепления их в аппаратных зажимах тщательно зачищают под слоем вазелина от окисной пленки стальными щетками. При этом желательно расплести провод для возможности очистки внутренних повивов. После зачистки провод протирают и вновь покрывают слоем чистого вазелина или кварце-вазелиновой пасты.

На рисунке 4 представлен вид гибкой ошиновки



Рисунок 4 - Гибкая ошиновка

Выбор гибкой ошиновки производится по следующим критериям:

- по термическому действию рабочих токов;
- по термическому действию токов короткого замыкания;
- по динамическому действию токов короткого замыкания;
- по условиям короны и радиопомех;
- по механической прочности.

Сечение провода по нагреву выбираем исходя из наибольшей мощности присоединений к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18.

Согласно расчетам наибольшая токовая нагрузка будет в режиме зимнего максимума 2024 года при аварийном отключении АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ НПС-18 и составит 106 А.

Гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ принята проводом АС 240/32. Данное сечение выбрано, исходя из максимальной токовой загрузки, с учетом расширения. Допустимый длительный ток для выше указанного провода составляет 605 А (для температуры +250С, ПУЭ-7 таблица 1.3.29). С учетом повышения температуры в летний период до +400С вводится поправочный коэффициент (ПУЭ -7, таблица 1.3.3) равный 0,85, т.е. длительный допустимый ток составит $605 \cdot 0,85 = 514$ А.

В аварийном режиме перегрузки по проводу не будет, т.к. максимальный аварийный ток составит 106 А, что меньше длительно допустимого тока.

В нормальном режиме токовая нагрузка на ошиновку не превысит 53 А.

Максимальный наибольший расчетный ток – вводной ток от автотрансформатора АТ-1 с перегрузкой 40% составит 514 А

Таким образом, выбранный провод АС 240/32 для ошиновки удовлетворяет требованию по длительно допустимому току.

Проверка ошиновки на термическое действие токов КЗ

Тепловой импульс тока КЗ:

Для гибкой ошиновки минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{3,038 \cdot 10^6}}{90} = 19,37 \text{ мм}^2 \quad (29)$$

Где:

$$B_k = I_{\text{КЗ, max}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 4,413^2 \cdot 0,156 = 3,038 \text{ кА} \cdot \text{с} \text{ -тепловой узел}$$

C – функция, значение которой для провода АС равно(Руководящие указания по расчету ТКЗ и выбору оборудования.

$$C = 90 \frac{A}{\sqrt{c \cdot \text{мм}^2}}$$

Выполняется условие $q \geq q_{\min}$, где $q=240 \text{ мм}^2$ – сечение провода.

4.10 Выбор ОПН 110 кВ

ОПН-110, 150, 220 (УХЛ1) с полимерной внешней изоляцией

Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты электрооборудования на классы напряжения 110, 150 и 220 кВ 2—5 класса пропускной способности, работающего в сети с эффективно заземленной нейтралью(коэффициент замыкания на землю не выше 1,4), от грозозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений серии ОПНН—П предназначены для защиты разземленной нейтрали трансформаторов и высоковольтных аппаратов на классы напряжения 110,150 и 220 кВ 2 — 4 класса пропускной способности, включенных в эту нейтраль, от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Конструктивно ограничители перенапряжений выполнены в виде блока последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенного в полимерную крышку. Крышка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитной ребристой оболочкой из кремнийорганической резины.

Защитное действие ограничителей обусловлено тем, что при возникновении перенапряжения в сети через ограничители протекает значительный импульсный ток вследствие высокой нелинейности варисторов, в результате чего величина перенапряжения снижается. Для присоединения датчика тока и регистратора срабатывания ОПН устанавливается на изолирующее основание.

Выбор параметров ОПН выполняется в соответствии с ПУЭ 7 издания и «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» (СТО 56947007-29,240.01.221-2016), ГОСТ Р 52725 -2007.

Параметры выбора ОПН зависят от многих факторов, включающие наибольшее рабочее напряжение сети, максимальное значение тока короткого замыкания на шинах защищаемого распределительного устройства, времени отключения устройствами РЗА аварийного участка сети, степени загрязнения атмосферы окружающей среды того места, где располагается подстанция, функционального назначения ограничителя и т.д.

Защита от феррорезонансных повышений напряжения в ОРУ 110 кВ.

ОРУ 110 кВ будет выполнено с применением баковых элегазовых выключателей.

Дугогасительные камеры данных выключателей имеют всего один разрыв и не имеют емкости, шунтирующей контакт. Таким образом, феррорезонансные перенапряжения в проектируемом ОРУ 110 кВ исключены.

Защита от коммутационных перенапряжений и набегающих с ВЛ грозовых волн

Длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя в сети 110 кВ выбирается по наибольшему уровню напряжения сети с 2% запасом и должно быть не менее:

$$U_{нс.опн} \geq \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} \cdot 1.02$$

Где $U_{нс}$ - наибольшее длительно допустимое напряжение электрической сети, кВ 1,02 – коэффициент, учитывающий 2%- ный запас по напряжению.

$$U_{нс\ опн} \geq \frac{126}{\sqrt{3}} \cdot 1.02 = 74.2 \quad (30)$$

Номинальный разрядный ток ($I_{ном\ разр}$) на ограничителе перенапряжений должен быть не менее 10000 А (ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на класс напряжения 110 кВ).

4.10.1 Выбор ОПН по механическим характеристикам

ОПН серийно выпускается для климатического исполнения УХЛ и категории размещения 1 в соответствии с ГОСТ 15150-89.

Ограничители опорного исполнения категории размещения 1 выдерживают суммарные механические нагрузки от напора ветра со

скоростью 40 м/с без гололеда или со скоростью 15 м/с при толщине стенки льда 20 мм и от тяжения проводов в горизонтальном направлении не менее:
-110 кВ -725 Н

По зоне загрязнения атмосферы в месте установки ограничителя выбирается нормируемый путь утечки для ограничителей данного типа и конструкции в соответствии с ГОСТ 9920.

Удельная длина пути утечки для ограничителей выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования подстанции.

Удельная эффективная длина пути утечки для выбранных ОПН 110 кВ на ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 должна быть не менее $\lambda_{\text{Э ОПН}} = 1,2\lambda_{\text{Э}} = 1,2 \cdot 2,0 = 2,4$ см/кВ.

Длина пути утечки ОПН 110 кВ должна быть не менее $L_{\text{ОПН}} \geq \lambda_{\text{Э}} \cdot \text{УНС} = 2,4 \cdot 126 = 303$ мм

Необходимо использовать ОПН 110 кВ с длиной пути утечки 315 мм

4.10.2 Удельная энергоемкость ОПН

Способность ограничителя рассеивать выделенную в нем энергию без потери рабочих качеств характеризуется показателем энергоемкости ОПН. В соответствии с данными ГОСТ Р 52725-2007 ограничители делятся на следующие классы пропускной способности на прямоугольном импульсе тока длительностью 2000 мкс с указанием удельной энергии этого импульса, отнесенной к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

Таблица 9 – Параметры ОПН

Класс пропускной способности	Пропускная способность, А	Удельная энергия, кДж/кВ, не менее
1	2	3
1	От 250 до 400 включ.	1,0
2	От 401 до 750 включ.	2,0
3	От 751 до 1100 включ.	3,2
4	От 1101 до 1600 включ.	4,5
5	Св. 1601	7,1

Проектируемое ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ не попадает под специальные требования по энергоемкости, однако учитывая опыт эксплуатации, число коммутаций ВЛ 110 кВ может быть значительным (в том числе с малым интервалом времени) и для повышения надежности работы ОПН рекомендуется принять удельную энергию одного импульса равной не ниже 3.2 кДж/кВ

Удельная энергия ОПН (приведенная к наибольшему рабочему напряжению), установленного у трансформатора, или на сборных шинах, при протекании по нему одного импульса тока прямоугольной формы длительностью 2000 мкс практически не зависит от длины присоединенных к ОРУ ВЛ и должна быть не меньше значений, обусловленных надежной работой ОПН в режиме рассеивания энергии грозových перенапряжений: в сетях 110 кВ .

4.10.3 Выбор мест установки ОПН 110 кВ

Для выбора схемы расстановки и технических характеристик ОПН, следует использовать «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений

Таблица 10 -Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования ОРУ 110кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м до	
Число отходящих ВЛ	Число комплектов ОПН		Силового транс-ра	Остальногооборуд
1	2	3	4	5
2	2	1250	130	140
3 и более	2	650	145	150

На каждом из существующих выводах обмоток 110 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ2 установлено по одному комплекту ОПН. Их замена не предусматривается. На ОРУ 110 кВ будет установлено 2 комплекта ОПН-110 в ячейках ТН-110 для защиты оборудования на ОРУ 110 кВ.

4.11 Выбор шинной опоры

Шинные опоры гибкой ошиновки на напряжение 110 Кв. Шинные опоры гибкой ошиновки типа ШОСК 110 предназначены для изоляции и крепления проводов ошиновки в распределительных устройствах электрических станций и подстанций на номинальное напряжение до 110 кВ. В качестве изоляторов в шинных опорах применяются опорные стержневые изоляторы с цельнолитой кремнийорганической защитной оболочкой типа

ОСК 110. Шинодержатели шинных опор выполнены из алюминиевого сплава . Применение шинных опор типа ШОСК позволяет избежать ошибок при подборе соответствующих изоляторов и шинодержателей. Приведенные на рисунке 5 присоединительные размеры шинных опор являются рекомендуемыми с целью унификации и могут быть изменены по запросу в случае необходимости.

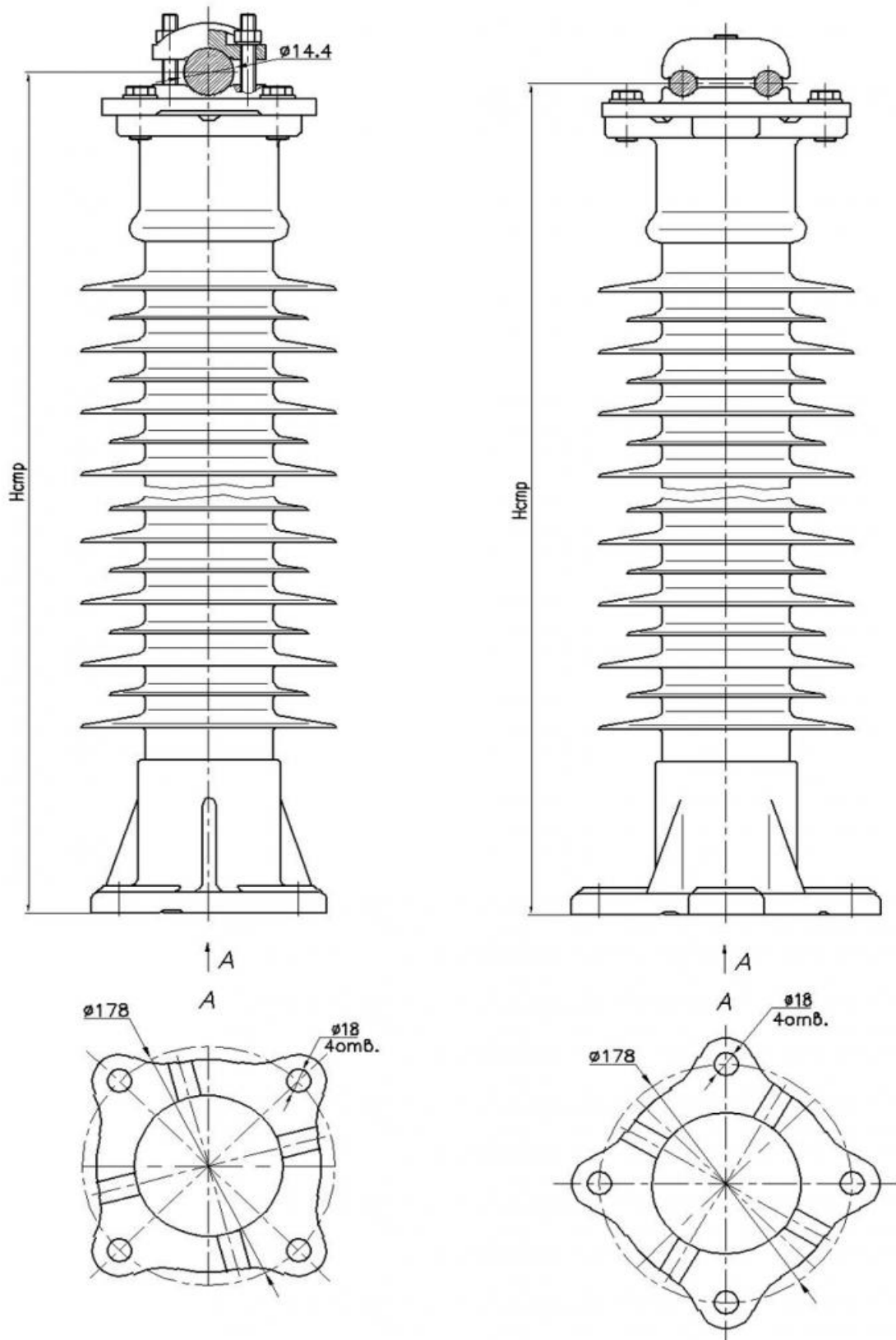


Рисунок 5 – Присоединительные размеры шинных опор

Для крепления гибких связей выбор шинных опор производится по критериям, исключая из них проверки по максимальному расчетному рабочему току, а также по термической и динамической стойкости к токам КЗ. Дополнительные, специфические для шинной опоры, критерии выбора типа оборудования отсутствуют.

Проверка номинальных параметров выбранных шинных опор по вышеперечисленным критериям сведена в таблицу 11.

Таблица 11 -Проверка параметров шинной опоры ШО-110 УХЛ1

Оцениваемый параметр	Критерий выбора	Расчётные данные	Принимаемые параметры шинных опор
1	2	3	4
Уставочное напряжение	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
Наибольшее рабочее напряжение	$U_{н.р.} \leq U_{н.р.ном}$	$U_{н.р.} = 126 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 126 \text{ кВ}$
Длина пути утечки (материал изоляторов – фарфор)	$\lambda_3 \leq \lambda_{3,ном}$	$\lambda_3 = 2 \text{ см/кВ}$	$\lambda_{ном3} \geq 2 \text{ см/кВ}$

Климатическое исполнение	-	УХЛ1	УХЛ1
1	2	3	4
Высота установки над уровнем моря	-	До 1000м	До 1000м
Тяжение проводов в Ошибка! направле- нии, приложенное к выводам оборудования	-	1000Н	1000Н
Толщина корки льда при гололеде	-	15	20

4.12 Устройство воздушных ЛЭП разного напряжения

Линия электропередачи (ЛЭП) — один из компонентов электрической сети, система энергетического оборудования, предназначенная для передачи электроэнергии посредством электрического тока. Также электрическая

линия в составе такой системы, выходящая за пределы электростанции или подстанции.

Различают воздушные и кабельные линии электропередачи. В последнее время приобретают популярность газоизолированные линии — ГИЛ.

По ЛЭП также передают информацию при помощи высокочастотных сигналов (по оценкам специалистов, в СНГ используется порядка 60 тысяч ВЧ-каналов по ЛЭП) и ВОЛС. Используются они для диспетчерского управления, передачи телеметрических данных, сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

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

4.12.1 Классификация ВЛ

Воздушные линии разделяют по роду тока:

- ВЛ переменного тока
- ВЛ постоянного тока

В основном, ВЛ служат для передачи переменного тока, и лишь в отдельных случаях (например, для связи энергосистем, питания контактной сети и другие) используются линии постоянного тока.

Линия электропередачи постоянного тока Волгоград-Донбасс (Ростовская и Волгоградская область)

Линии постоянного тока имеют меньшие потери на ёмкостную и индуктивную составляющие. В СССР было построено несколько линий электропередачи постоянного тока, среди которых:

- Москва — Кашира (Проект «Эльба», 1951 год);
- Волгоград — Донбасс (1965 год);
- Экибастуз — Центр (незавершённая).

Широкого распространения такие линии не получили, главным образом, в связи с необходимостью возведения сложных конечных подстанций с большим количеством вспомогательной аппаратуры.

Также разделяют по назначению:

- Дальние межсистемные ВЛ напряжением 500 кВ и выше (предназначены для связи отдельных энергосистем).
- Магистральные ВЛ напряжением 220,330,500 кВ (предназначены для передачи энергии от мощных электростанций, а также для связи энергосистем и объединения электростанций внутри энергосистем — к примеру, соединяют электростанции с крупными узловыми подстанциями).
- Распределительные ВЛ напряжением 110,150 и 220 кВ (предназначены для электроснабжения предприятий и крупных населённых пунктов — соединяют узловые подстанции с подстанциями глубокого ввода городов).
- ВЛ напряжением 35 кВ применяются преимущественно для электроснабжения сельскохозяйственных (загородных) потребителей.
- ВЛ 20 кВ и ниже, подводящие электроэнергию к потребителям. Современная городская распределительная сеть выполняется, как правило, на напряжение 10 кВ.

По напряжению:

- ВЛ до 1000 В (ВЛ низкого класса напряжений)
- ВЛ выше 1000 В

- ВЛ 1-35 кВ (ВЛ среднего класса напряжений)
- ВЛ 110—220 кВ (ВЛ высокого класса напряжений)
- ВЛ 330—750 кВ (ВЛ сверхвысокого класса напряжений)
- ВЛ выше 750 кВ (ВЛ ультравысокого класса напряжений)

По режиму работы нейтралей в электроустановках:

- Трёхфазные сети с незаземлёнными (изолированными) нейтралью (нейтраль не присоединена к заземляющему устройству или присоединена к нему через аппараты с большим сопротивлением). В СНГ такой режим нейтрали используется в сетях напряжением 3—35 кВ с малыми токами однофазных замыканий на землю.
- Трёхфазные сети с резонансно-заземлёнными (компенсированными) нейтралью (нейтральная шина присоединена к заземлению через индуктивность). В СНГ используется в сетях напряжением 3-35 кВ с малыми токами однофазных замыканий на землю.
- Трёхфазные сети с эффективно-заземлёнными нейтралью (сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединены с землёй непосредственно или через небольшое активное сопротивление). В России это сети напряжением 110, 150 и частично 220 кВ, в которых применяются трансформаторы (автотрансформаторы требуют обязательного глухого заземления нейтрали).
- Сети с глухозаземлённой нейтралью (нейтраль трансформатора или генератора присоединяется к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление). К ним относятся сети напряжением менее 1 кВ, а также сети напряжением 220 кВ и выше.

По режиму работы в зависимости от механического состояния:

- ВЛ нормального режима работы(провода и тросы не оборваны).
- ВЛ аварийного режима работы(при полном или частичном обрыве проводов и тросов).
- ВЛ монтажного режима работы (во время монтажа опор, проводов и тросов).

Основные элементы ВЛ:

- Трасса — положение оси ВЛ на земной поверхности.
- Пикеты(ПК) — отрезки, на которые разбита трасса, длина ПК зависит от номинального напряжения ВЛ и типа местности.
- Нулевой пикетный знак обозначает начало трассы.
- Центральной знак на трассе строящейся ВЛ обозначает центр расположения опоры.
- Производственный пикетаж — установка пикетных и центральных знаков на трассе в соответствии с ведомостью расстановки опор.
- Фундамент опоры — конструкция, заделанная в грунт или опирающаяся на него и передающая ему нагрузку от опоры, изоляторов, проводов(тросов) и от внешних воздействий(гололёда, ветра).
- Основание фундамента — грунт нижней части котлована, воспринимающий нагрузку.
- Пролёт (длина пролёта) — расстояние между центрами двух опор , на которых подвешены провода. Различают промежуточный пролёт(между двумя соседними промежуточными опорами) и анкерный пролёт (между анкерными опорами). Переходный пролёт — пролёт, пересекающий какое-либо сооружение или естественное препятствие(реку, овраг).

- Угол поворота линии — угол α между направлениями трассы ВЛ в смежных пролётах (до и после поворота).
- Стрела провеса — вертикальное расстояние между низшей точкой провода в пролёте и прямой, соединяющей точки его крепления на опорах.
- Габарит провода — вертикальное расстояние от провода в пролёте до пересекаемых трассой инженерных сооружений, поверхности земли или воды.
- Шлейф (петля) — отрезок провода, соединяющий на анкерной опоре натянутые провода соседних анкерных пролётов.

Транспортировка электрической энергии на средние и дальние расстояния чаще всего производится по линиям электропередач, расположенным на открытом воздухе. Их конструкция всегда должна отвечать двум основным требованиям:

- надежности передачи больших мощностей;
- обеспечения безопасности для людей, животных и оборудования.

При эксплуатации под воздействием различных природных явлений, связанных с ураганными порывами ветра, наледью, выпадения инея линии электропередач периодически подвергаются повышенным механическим нагрузкам.

Для комплексного решения задач безопасной транспортировки электрических мощностей энергетикам приходится поднимать провода, находящиеся под напряжением на большую высоту, разносить их в пространстве, изолировать от строительных элементов и монтировать тоководами повышенных сечений на высокопрочных опорах.

4.12.3 Общее устройство и компоновка воздушной ЛЭП

Схематично любую линию передачи электроэнергии можно представ

- опорами, установленными в грунте;
- проводами, по которым пропускается ток;
- линейной арматурой, смонтированной на опорах;
- изоляторами, закрепленными на арматуре и удерживающими ориентацию проводов в воздушном пространстве.
- Дополнительно к элементам ВЛ необходимо отнести:
 - фундаменты для опор;
 - систему грозозащиты;
 - заземляющие устройства.

Опоры бывают:

- анкерными, предназначенными для выдерживания усилий натянутых проводов и оборудованных натяжными устройствами на арматуре;
- промежуточными, используемыми для закрепления проводов через поддерживающие зажимы.

Расстояние по грунту между двумя анкерными опорами называется анкерным участком или пролетом, а у промежуточных опор между собой или с анкерной — промежуточным.

Когда воздушная ЛЭП проходит над водными преградами, инженерными сооружениями или другими ответственными объектами, то по концам такого участка устанавливают опоры с натяжными устройствами проводов, а расстояние между ними называют промежуточным анкерным пролетом.

Провода между опорами никогда не натягивают как струну — в прямую линию. Они всегда немного провисают, располагаясь в воздухе с учетом климатических условий. Но при этом обязательно учитывается безопасность их расстояния до наземных объектов:

- поверхностей рельсов;
- контактных проводов;
- транспортных магистралей;
- проводов линий связи или других ВЛ;
- промышленных и других объектов.

Провисание провода от натянутого состояния называют стрелой провеса. Она оценивается разными способами между опорами потому, что верхние части оных могут быть расположены на одном уровне или с превышениями.

Стрела провеса относительно самой высокой точки опоры всегда бывает больше, чем у нижней.

Габариты, протяженность и конструкция каждого типа воздушной ЛЭП зависят от типа тока (переменный или постоянный) транспортируемой по ней электрической энергии и величины ее напряжения, которое может быть менее 0,4 кВ или достигать 1150 кВ.

4.12.4 Устройство проводов воздушных линий

Поскольку электрический ток проходит только по замкнутому контуру, то питание потребителей выполняется минимум двумя проводниками. По такому принципу создаются простые воздушные ЛЭП однофазного переменного тока с напряжением 220 вольт. Более сложные электрические цепи передают энергию по трех или четырехпроводной схеме с глухо изолированным или заземленным нулем.

Диаметр и металл для провода подбираются под проектную нагрузку каждой линии. Самыми распространенными материалами являются алюминий и сталь. Они могут выполняться единой монолитной жилой для низковольтных схем или сплетаться из многопроволочных конструкций для высоковольтных ЛЭП.

Внутреннее межпроводочное пространство может заполняться нейтральной смазкой, повышающей стойкость к нагреву или быть без нее.

Многопроводочные конструкции из алюминиевых проводов, хорошо пропускающих ток, создаются со стальными сердечниками, которые предназначены для восприятия механических нагрузок натяжения, предотвращения обрывов.

ГОСТом дается классификация открытых проводов для воздушных ЛЭП и определена их маркировка: М, А, АС, ПСО, ПС, АСКС, АСКП, АСУ, АСО, АСУС. При этом однопроводочные провода обозначаются величиной диаметра. Например, сокращение ПСО-5 читается «провод стальной, выполненный одной жилой с диаметром 5мм». У многожильных проводов для ЛЭП используется другая маркировка, включающая обозначение двумя цифрами, записанными через дробь:

- первая — общая площадь сечения алюминиевых жил в мм кв;
- вторая — площадь сечения стальной вставки (мм кв).
- Кроме открытых металлических проводников, в современных воздушных линиях все больше применяются провода:
 - самонесущие изолированные;
 - защищенные экструдированным полимером, предохраняющим от возникновения КЗ при захлестывании фаз ветром или совершении набросов посторонних предметов с земли.

Воздушные линии с самонесущими СИП проводами постепенно вытесняют старые неизолированные конструкции. Они все чаще применяются во внутренних сетях, изготавливаются из медных или алюминиевых жил, покрытых резиной с защитным слоем из диэлектрических волокнистых материалов либо полихлорвиниловыми пластикатами без дополнительной внешней защиты.

Чтобы исключить появление коронного разряда большой протяженности провода ВЛ-330 кВ и высшего напряжения расщепляют на дополнительные потоки.

На ВЛ-330 два провода монтируют горизонтально, у линии 500 кВ их увеличивают до трех и размещают по вершинам равностороннего треугольника. Для ВЛ 750 и 1150 кВ применяют расщепление на 4, 5 или 8 потоков соответственно, расположенных по углам собственных равносторонних многоугольников.

Образование «короны» ведет не только к потерям электроэнергии, но и искажает форму синусоидального колебания. Поэтому с ней борются конструктивными методами.

4.12.5 Устройство опор

Обычно опоры создаются для закрепления проводов одной электрической цепи. Но на параллельных участках двух линий может применяться одна общая опора, которая предназначена для их совместного монтажа. Такие конструкции называют двухцепными.

Материалом для изготовления опор могут служить:

- профилированные уголки из различных сортов стали;
- бревна строительной древесины, пропитанные составами от загнивания;
- железобетонные конструкции с армированными прутьями.

Изготовленные из дерева конструкции опор являются самыми дешевыми, но они даже при хорошей пропитке и надлежащем обслуживании служат не более, чем 50÷60 лет.

По техническому исполнению опоры ВЛ выше 1 кВ отличаются от низковольтных своей сложностью и высотой крепления проводов.

Их изготавливают в виде вытянутых призм или конусов с широким основанием внизу.

Любая конструкция опоры рассчитывается на механическую прочность и устойчивость, обладает достаточным проектным запасом к действующим нагрузкам. Но следует учитывать, что при эксплуатации возможны нарушения различных ее элементов в результате коррозии, ударов, несоблюдения технологии монтажа.

Это приводит к ослаблению жесткости единой конструкции, деформациям, а иногда и падениям опор. Часто такие случаи происходят в те моменты, когда на опорах работают люди, выполняя демонтаж или натяжение проводов, создающие переменные осевые усилия.

По этой причине допуск бригады монтеров к работе на высоте с конструкции опор проводится после проверки их технического состояния с оценкой качества ее заглубленной части в грунте.

4.12.6 Устройство изоляторов

На воздушных ЛЭП для отделения токоведущих частей электрической схемы между собой и от механических элементов конструкции опор используют изделия из материалов, обладающие высокими диэлектрическими свойствами с удельным сопротивлением. Их называют изоляторами и изготавливают из:

- фарфора(керамики);
- стекла;
- полимерных материалов.

Конструкции и габариты изоляторов зависят:

- от величины приложенных к ним динамических и статических нагрузок;
- значения действующего напряжения электроустановки;

- условий эксплуатации.

Усложненная форма поверхности, работающая под воздействием различных атмосферных явлений, создает увеличенный путь для протекания возможного электрического разряда.

Изоляторы, устанавливаемые на воздушных линиях для крепления проводов, подразделяются на две группы:

- штыревые;
- подвесные.

Фарфоровые или керамические штыревые одиночные изоляторы нашли большее применение на ВЛ до 1 кВ, хотя работают на линиях до 35 кВ включительно. Но их используют при условии крепления проводов низких сечений, создающих небольшие тяговые усилия.

Гирлянды из подвесных фарфоровых изоляторов устанавливают на линиях от 35 кВ.

В состав комплекта единичного фарфорового подвесного изолятора входит диэлектрический корпус и шапка, выплавленная из ковкого чугуна. Обе эти детали скрепляются специальным стальным стержнем. Общее количество таких элементов в гирлянде определяется по:

- величине напряжения ВЛ;
- конструкции опоры;
- особенностям эксплуатации оборудования.

При увеличении напряжения линии количество изоляторов в гирлянде добавляется. Например, для ВЛ 35 кВ их достаточно установить 2 или 3, а на 110 кВ — уже потребуется 6÷7.

Стеклянные изоляторы обладают рядом преимуществ перед фарфоровыми:

- отсутствием внутренних дефектов изоляционного материала, влияющих на образование токов утечек;
- повышенной прочностью к усилиям скручивания;
- прозрачностью конструкции, позволяющей визуально оценивать состояние и выполнять контроль угла поляризации светового потока;
- отсутствием признаков старения;
- меньшими нагрузками от собственного веса;
- автоматизацией производства и плавки.
- Недостатками стеклянных изоляторов являются:
- слабая антивандальная устойчивость;
- низкая прочность на действие ударных нагрузок;
- возможность повреждений при транспортировке и монтаже от механических усилий.

Полимерные изоляторы обладают повышенной механической прочностью и уменьшенным до 90% весом по сравнению с керамическими и стеклянными аналогами. К дополнительным преимуществам относятся:

- простота монтажа;
- бóльшая стойкость к загрязнениям из атмосферы, которая, однако, не исключает необходимость периодической очистки их поверхности;
- гидрофобность;
- хорошая восприимчивость перенапряжений;
- повышенная вандалоустойчивость.

Долговечность полимерных материалов тоже зависит от условий эксплуатации. В воздушной среде с повышенными загрязнениями от промышленных предприятий у полимеров могут проявиться явления «хрупкого излома», заключающиеся в постепенном изменении свойств внутренней

структуры под воздействием химических реакций от загрязняющих веществ и атмосферной влаги, протекающих в комплексе с электрическими процессами.

При расстреле вандалами изоляторов из полимера дробью или пулями обычно не происходит полного разрушения материала, как у стекла. Чаще всего дробинка или пуля пролетает на вылет или застревает в корпусе юбки. Но диэлектрические свойства при этом все равно занижаются и поврежденные элементы в гирлянде требуют замены.

Поэтому подобное оборудование необходимо периодически осматривать методами визуального контроля. А выявить подобные повреждения без оптических приборов практически невозможно.

5 КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРУ 110 КВ

При строительстве ОРУ 110 кВ необходимо выполнить установку оборудования россыпью.

К существующей площадке строительства ячеек 110 кВ обеспечивается возможность доставки тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных средств и подъезд пожарных автомашин по обустроенной дороге шириной 3,5м.

В ячейки вводов осуществляется заход с помощью шинных мостов 110 кВ от существующих автотрансформаторов.

Месторасположения автотрансформаторных ячеек на плане ОРУ 110 кВ определены предыдущем проектом.

Расстояния между оборудованием в ОРУ 110 кВ и все изоляционные расстояния приняты в соответствии с действующими ПУЭ и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Установка оборудования в ячейках ОРУ 110 кВ предусматривается россыпью. На существующей площадке предварительно монтируются шинные порталы первой и второй секции сборных шин и выполняется ошиновка. Для заходов линий устанавливаются приемные ячейковые порталы.

В ячейках ОРУ 110 кВ предусматривается установка баковых элегазовых трехполюсных выключателей, со встроенными трансформаторами тока, шинных и линейных разъединителей горизонтально-поворотного исполнения с двигательными приводами, трансформаторов напряжения, нелинейных ограничителей перенапряжения.

Таблица 12 -Основное электрическое оборудование ОРУ 110 кВ

Наименование основного оборудования и его параметры	Единица измерения	Количество
1	2	3
<p>Выключатель элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока</p> <p>Номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ;</p> <p>Номинальный ток $I_n = 1000$ А;</p> <p>Ток отключения $I_{откл} = 20$ кА;</p> <p>Климатическое исполнение УХЛ1</p>	комплект	5

Продолжение таблицы 12

1	2	3
<p>Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом с двигательными приво- дами для главного и заземляющего ножей</p> <p>Номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ;</p> <p>Номинальный ток $I_n =$ 1000 А;</p> <p>Ток термической стой- кости разъединителя $I_{терм} (3с) = 20$ кА</p> <p>Климатическое исполнение УХЛ1</p>	комплект	2

1	2	3
<p>Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами с двигательными приводами для главного и заземляющих ножей</p> <p>Номинальное напряжение U_n = 110 кВ;</p> <p>Номинальный ток I_n = 1000 А;</p> <p>Ток термической стойкости разъединителя $I_{терм}(3с)$ = 20 кА</p> <p>Климатическое исполнение УХЛ1</p>	комплект	8

1	2	3
<p>Разъединитель трехполюсный ступенча- то-килевой установки с двигательными приводами для главного и заземляющих ножей Номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ; Номинальный ток $I_n = 1000$ А; Ток термической стойкости разъединителя $I_{терм} (3с) = 20$ кА Климатическое исполнение УХЛ1</p>	комплект	6
<p>Трансформатор напряжения емкостной Номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ</p>	шт	6

Ограничитель перенапряжений Номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ	шт	
Опора шинная 110 кВ	шт	37
Провод сталеалюминевый АС 240/39 м	м	1975
Провод сталеалюминевый АС 70/11 м	м	50
Гирлянда изоляторов натяжная	комплект	90
Гирлянда изолято- ров поддерживающая	комплект	6

6 ИЗОЛЯЦИЯ, ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭМС

6.1 Изоляция

Изоляция в электротехнике — элемент конструкции оборудования, препятствующий прохождению через него электрического тока, например, для защиты человека.

Для изоляции используются материалы с диэлектрическими свойствами: стекло, керамика, многочисленные полимеры, слюда. Также существует воздушная изоляция, в которой роль изолятора выполняет воздух, а конструктивные элементы фиксируют пространственную конфигурацию изолируемых проводников так, чтобы обеспечивать необходимые воздушные промежутки.

Исторически первые образцы изолированных медных проводов имели изоляцию из навитой бумаги, пропитанной парафином, резины. Сейчас резиновая изоляция применяется редко и в основном для проводов, работающих в расширенном температурном диапазоне (пластмассы становятся хрупкими на холоде.)

Для изоляции гибких проводов при повышенных температурах используется фторопласт, для экстремально высоких - провод заключается в бусы из керамики. Для изоляции высоких напряжений используется резина без сажевого наполнителя (белая), так как сажа(углерод) проводит ток и может стать причиной электрического пробоя. Изолятором может служить и вакуум в специальных радиотехнических кабелях для мощных радиостанций.

Использование жидкого изолятора - специального трансформаторного масла - позволяет существенно уменьшить габариты высоковольтных трансформаторов на подстанциях, так как для такого масла напряжение пробоя выше чем для воздуха.

Габариты изоляционной конструкции определяются рабочим напряжением установки и длительной прочностью изоляции при заданном сроке службы.

6.2 Зависимость срока службы изоляции от температуры

Опыт эксплуатации свидетельствует, что для каждого изоляционного материала существует определённая температура, превышение которой всего лишь на несколько градусов приводит к существенному сокращению срока службы изоляции. Для некоторых изоляционных материалов экспериментально установлен степенной закон старения.

6.3 Изоляционные материалы

Электроизоляционные материалы (диэлектрические материалы, диэлектрики, изоляторы) - конструкционные материалы и среды, служащие для изолирования проводников, то есть их электрического разъединения и защиты от внешних воздействий. Основное свойство этих материалов - создание препятствия протеканию электрического тока проводимости (постоянного и переменного).

У электроизоляционных материалов желательны большое удельное объёмное сопротивление, высокое пробивное напряжение, малый тангенс диэлектрических потерь и малая диэлектрическая проницаемость. Важно, чтобы вышперечисленные параметры были стабильны во времени и по температуре, а иногда и по частоте электрического поля.

Электроизоляционные материалы можно подразделить:

1. по агрегатному состоянию:
 - Газообразные
 - Жидкие
 - Твёрдые
2. происхождению:
 - Природные неорганические

- Искусственные неорганические
- Естественные органические
- Синтетические органические

Газообразные. У всех газообразных электроизоляционных материалов диэлектрическая проницаемость близка к 1 и тангенс диэлектрических потерь так же мал, зато мало и напряжение пробоя. Чаще всего в качестве газообразного изолятора используют воздух, однако в последнее время всё большее применение находит элегаз (гексафторид серы, SF₆), обладающий почти втрое бóльшим напряжением пробоя и значительно более высокой дугогасительной способностью. Иногда для изготовления электроизоляционных материалов применяют сочетание газообразных и органических материалов.

Жидкие - чаще всего используют в трансформаторах, выключателях, кабелях, вводах для электрической изоляции и в конденсаторах. Причём в трансформаторах эти диэлектрики являются одновременно и охлаждающими жидкостями, а в выключателях - и как дугогасящая среда. В качестве жидких диэлектрических материалов прежде всего используется трансформаторное масло, конденсаторное масло, касторовое масло, синтетические жидкости

ПС 220 кВ НПС-18 размещается в зоне, которая имеет II степень загрязнения атмосферы. В соответствии с ПУЭ-7 таблица 1.9.1, открытое распределительное устройство 110 кВ подстанции проектируются из условия обеспечения удельной длины пути утечки изоляции, не менее 2,0 см/кВ

6.4 Защита от перенапряжений

Защита высоковольтного оборудования ПС от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется с помощью вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений.

Искровые промежутки вентильных разрядников отделяют нелинейные резисторы РВ от сети. При воздействии на вентильный разрядник

перенапряжения, превышающего пробивное напряжение его искровых промежутков, происходит их пробой, и нелинейный резистор присоединяется к сети, обеспечивая снижение перенапряжения. После прохождения через разрядник импульсного тока, вызванного перенапряжением, через нелинейный резистор протекает так называемый “сопровождающий” ток, обусловленный воздействием на РВ рабочего напряжения сети. При переходе сопровождающего тока через ноль дуга в искровых промежутках гаснет, и разрядник приходит в исходное состояние.

Значительно большая нелинейность окисно-цинковых сопротивлений (варисторов) ограничителей перенапряжений позволила отказаться от использования в их конструкции искровых промежутков.

Нелинейные элементы ограничителя перенапряжений присоединены к сети в течение всего срока его службы. При воздействии рабочего напряжения через ОПН протекает ток порядка нескольких миллиампер, который носит, в основном, емкостной характер. При перенапряжениях сопротивление ОПН существенно падает, что приводит к резкому увеличению активной составляющей тока через аппарат. В итоге в варисторах ОПН рассеивается избыточная энергия перенапряжений, возникающих в защищаемой сети.

В настоящее время большинство вентильных разрядников эксплуатируется за пределами нормативного срока службы, составляющего 20 лет. Вследствие естественного старения использованных в конструкции материалов, как показывают немногочисленные исследования, защитные характеристики РВ к концу нормативного срока службы заметно изменяются даже у тех разрядников, число срабатываний которых не превышает нормированное заводом изготовителем. При этом, в большинстве случаев, пробивное напряжение искровых промежутков состаренных разрядников становится заметно ниже, а остающееся напряжение на нелинейном резисторе выше.

Снижение пробивного напряжения искровых промежутков разрядников типа РВС и РВМГ может быть причиной их срабатываний от коммутационных перенапряжений, что приводит к последующему взрывному разрушению разрядников при прохождении сопровождающего тока. Таким образом, находящиеся в эксплуатации РВ зачастую не только не выполняют своих защитных функций, но и сами становятся потенциальными источниками возможных аварий.

В 90-е годы из-за высокой трудоемкости производства и настройки искровых промежутков для РВ, отечественные предприятия полностью прекратили выпуск вентильных разрядников и существенно расширили номенклатуру выпускаемых ОПН.

Отсутствие новых разрядников, необходимых для замены вышедших из строя, привело к тому, что в ряде эксплуатирующих организаций для сборки пригодных для дальнейшей работы защитных аппаратов предпринимаются попытки отобрать из ранее забракованных при профилактических испытаниях РВ имеющиеся исправные элементы.

При производстве таких ремонтных работ следует иметь в виду, что для контроля вольт-секундных характеристик "восстановленных" разрядников необходим генератор линейно нарастающего импульсного напряжения, обеспечивающий в соответствии с требованиями ГОСТ 16357 возможность контроля пробивных напряжений в широком диапазоне предразрядных времен.

Имеющийся в ОАО "НИИПТ" опыт испытаний РВ показывает, что контроль по одной – двум точкам недостаточен, так как встречаются РВ с провалами в вольт-секундной характеристике при различных предразрядных временах из нормированного в ГОСТ диапазона. Кроме того, испытания должны проводиться не на отдельных элементах, а на полностью собранном РВ.

Поскольку удовлетворяющего перечисленным требованиям испытательного оборудования у эксплуатирующих организаций нет, то проконтролировать соответствие "отремонтированного" РВ нормативным требованиям не представляется возможным, а сам РВ, по-прежнему, остается возможной причиной аварии в сети.

6.5 Защита оборудования от перенапряжений

Для оборудования сетей номинальным напряжением 110-220 кВ наибольшую опасность представляют грозовые перенапряжения, для оборудования сетей 330-750 кВ – как грозовые, так и коммутационные. Поэтому в сетях 110-220 кВ вольт-секундные характеристики искровых промежутков РВ выбирались так, чтобы разрядники не срабатывали при воздействии коммутационных перенапряжений (разрядники типа РВС, РВМ, РВМГ); разрядники для сетей 330-750 кВ (типа РВМК) настраивались на срабатывание при воздействии как грозовых, так и коммутационных перенапряжений.

Так как нелинейные элементы ОПН постоянно присоединены к сети, то при использовании ограничителей перенапряжений вместо разрядников защита изоляции электрооборудования, вне зависимости от номинального напряжения сети (110-750 кВ), будет производиться и от грозовых, и от коммутационных перенапряжений.

Для защиты от волн грозовых перенапряжений, приходящих со стороны ВЛ 110 кВ, на ОРУ 110 кВ принято к установке по одному комплекту ограничителей перенапряжения (ОПН) на каждой рабочей шине 110 кВ. На момент начала строительства на сторонах СН каждого автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 уже установлено по одному комплекту ОПН. Количество и места установки ограничителей перенапряжения (ОПН) для защиты от волн перенапряжений приходящих с ВЛ, выбраны исходя из следующих условий:

- параметра ОПН ($U_{нр}$ более на 10% выше наибольшего рабочего напряжения сети, $I_n=10$ кА - номинальный разрядный ток);
- присоединение к ОРУ 110 кВ двух ВЛ 110 кВ на металлических опорах;
- интенсивности грозовой деятельности 30 грозочасов в год;
- уровню изоляции «А» по ГОСТ 1516.3

6.6 Молниезащита

Любой ресурс, электроэнергия, в том числе, нуждается в транспортировке и перераспределении. В отличие от нефти или угля, электричество передается посредством линий электропередач (ЛЭП), которые в большинстве своем представляют собой воздушные линии (ВЛ). Эти каналы, по причине экономической целесообразности, предполагают транзит энергии огромной мощности.

Для приведения характеристик электроэнергии в соответствие с параметрами электросетей конечных потребителей, а также для ее распределения применяют трансформаторные подстанции.

Превышение рабочего напряжения(перенапряжение) в результате удара молнии может происходить двумя путями. Перенапряжение прямого удара (ПУМ) возникает при непосредственном попадании молнии в подстанцию. Индуцированное же происходит в результате удара в землю вблизи от объекта.

Несмотря на кратковременность воздействия(порядка 100 микросекунд), ущерб может быть весьма значительным. Кроме того что молния обладает колоссальным напряжением, температура разряда в главном канале может достигать 30000°С. Разумеется, разрушения подстанции или ее элементов могут быть весьма значительными.

Перенапряжение на установке может быть вызвано ударом молнии в участок воздушной линии, соединенный с ней. Поэтому грозозащита линий

электропередач также относится к комплексу мер по защите подстанций от молний.

В общем случае можно выделить следующие основные причины необходимости оснащения объектов молниезащитными устройствами:

- если подстанция находится в отдельном здании, предотвращается его разрушение;
- предохранение от разрушения оборудования, что значительно увеличивает срок его эксплуатации;
- обеспечение стабильного электроснабжения потребителей подстанцией

Сюда же можно добавить снижение уровня травмоопасности для персонала. Это значит, что молниезащита подстанции необходима и обязательна в соответствии с действующими требованиями законодательства (ПУЭ).

Эти правила позволяют не защищать лишь подстанции на 20 и 35 кВ, оборудованные трансформаторами мощностью менее 1,6 кВ. Также разрешено не оборудовать молниезащиту подстанций и ОРУ в климатических зонах, где количество грозových часов не превышает 20.

6.7 Защита от ПУМ

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от ПУМ при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых.

Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день.

Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее

распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

6.8 Требования к молниеприемнику

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания.

Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, крыши высотных зданий, высокие точки на входе в подстанцию.

Исключение составляют трансформаторные подстанции. На них приемники молний для молниезащиты не устанавливают. Если же такая необходимость возникает, то обмотки с низшим напряжением защищают вентильными разрядниками.

6.9 Заземлитель

Токоотвод соединяется он с заземлителем – одной из важнейших частей молниезащиты. В качестве заземлителя в целях экономии

используется одно заземляющее устройство ЗУ, которое отвечает наиболее жестким требованиям следующих видов заземления:

- заземление молниезащиты;
- рабочее заземление(трансформаторы, генераторы и прочее оборудование);
- защитное заземление, обеспечивающее безопасность людей.

Заземляющее устройство молниезащиты на подстанциях выполняют горизонтально размещенными в грунте полосами, которые соединяются с вертикальными электродами, идущими к токоотводу. Все металлические части подстанции, включая корпуса баков, выключателей и прочего, должны иметь контакт с заземлением. Только в этом случае гарантирована надежная молниезащита.

Сети с напряжением от 110 кВт делают с глухозаземленной нейтралью, а подстанции на 35 кВ и ниже заземляют через дугогасящий реактор.

Главная Монтажные работы Молниезащита Как защищают подстанции от ударов молнии

Как защищают подстанции от ударов молнии

Любой ресурс, электроэнергия, в том числе, нуждается в транспортировке и перераспределении. В отличие от нефти или угля, электричество передается посредством линий электропередач (ЛЭП), которые в большинстве своем представляют собой воздушные линии (ВЛ). Эти каналы, по причине экономической целесообразности, предполагают транзит энергии огромной мощности.

Для приведения характеристик электроэнергии в соответствие с параметрами электросетей конечных потребителей, а также для ее распределения применяют трансформаторные подстанции.

Знание вопроса молниезащиты трансформаторных подстанций поможет не только предотвратить финансовый ущерб от атмосферного электричества, но и сохранит жизнь людям.

Превышение рабочего напряжения(перенапряжение) в результате удара молнии может происходить двумя путями. Перенапряжение прямого удара (ПУМ) возникает при непосредственном попадании молнии в подстанцию. Индуцированное же происходит в результате удара в землю вблизи от объекта.

Несмотря на кратковременность воздействия(порядка 100 микросекунд), ущерб может быть весьма значительным. Кроме того что молния обладает колоссальным напряжением, температура разряда в главном канале может достигать 30000°С. Разумеется, разрушения подстанции или ее элементов могут быть весьма значительными.

Перенапряжение на установке может быть вызвано ударом молнии в участок воздушной линии, соединенный с ней. Поэтому грозозащита линий электропередач также относится к комплексу мер по защите подстанций от молний.

В общем случае можно выделить следующие основные причины необходимости оснащения объектов молниезащитными устройствами:

- если подстанция находится в отдельном здании, предотвращается его разрушение;
- предохранение от разрушения оборудования, что значительно увеличивает срок его эксплуатации;
- обеспечение стабильного электроснабжения потребителей подстанцией.

Сюда же можно добавить снижение уровня травмоопасности для персонала. Это значит, что молниезащита подстанции необходима и обяза-

тельна в соответствии с действующими требованиями законодательства (ПУЭ).

Эти правила позволяют не защищать лишь подстанции на 20 и 35 кВ, оборудованные трансформаторами мощностью менее 1,6 кВ. Также разрешено не оборудовать молниезащиту подстанций и ОРУ в климатических зонах, где количество грозových часов не превышает 20.

6.10 Защита от ПУМ

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от ПУМ при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день.

Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

6.11 Требования к молниеприемнику

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания.

Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, крыши высотных зданий, высокие точки на входе в подстанцию.

Исключение составляют трансформаторные подстанции. На них приемники молний для молниезащиты не устанавливают. Если же такая необходимость возникает, то обмотки с низшим напряжением защищают вентиляционными разрядниками.

6.12 Заземлитель

Токоотвод соединяется он с заземлителем – одной из наиважнейших частей молниезащиты. В качестве заземлителя в целях экономии используется одно заземляющее устройство ЗУ, которое отвечает наиболее жестким требованиям следующих видов заземления:

- заземление молниезащиты;
- рабочее заземление (трансформаторы, генераторы и прочее оборудование);
- защитное заземление, обеспечивающее безопасность людей.

Заземляющее устройство молниезащиты на подстанциях выполняют горизонтально размещенными в грунте полосами, которые соединяются с вертикальными электродами, идущими к токоотводу. Все металлические части подстанции, включая корпуса баков, выключателей и прочего, должны иметь контакт с заземлением. Только в этом случае гарантирована надежная молниезащита.

Сети с напряжением от 110 кВт делают с глухозаземленной нейтралью, а подстанции на 35 кВ и ниже заземляют через дугогасящий реактор.

Все компоненты молниеотвода должны иметь антикоррозийное покрытие, в качестве которого обычно применяется оцинковка. Количество устройств на одном сооружении, а также их эффективность и зоны защиты определяются при соответствующих расчетах. Таким образом, обеспечивается защита подстанций от прямых ударов молнии при помощи стержневых молниеотводов.

6.13 Защита от индуцированных волн

Молниезащита подстанции при непрямом попадании молнии обеспечивается специальными аппаратами, которые обеспечивают защиту от импульсного перенапряжения.

Учитывая то, что заранее неизвестно, куда попадет молния, все входы и выходы подстанции оснащаются либо разрядниками, либо более совершенными ограничителями перенапряжения (ОПН).

Принцип действия искрового разрядника основан на образовании дуги между двумя стержневыми электродами, один из которых заземлен, а второй соединен с фазным проводом.

Они разделены защитным промежутком. При пробое последнего (появлении искры) вся электроустановка отключается, обеспечивая ее молниезащиту.

Последние в случае возникновения перенапряжения пробиваются и образуется дуга, высокая температура которой запускает газогенератор. Под давлением газ перемещается к открытому концу трубки, чего оказывается достаточно для задувания дуги.

Защита оборудования, зданий и сооружений ПС 220 кВ НПС-18 от прямых ударов молнии осуществляется при помощи одиннадцати отдельно

стоящих стержневых молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах высотой 31,5 м и при помощи молниеприемников, которые установлены на ячейковых порталах ОРУ 220 кВ высотой 30,5 м.

Существующая конфигурация системы молниеприемников обеспечивает зону защиты, которая покрывает все установленное оборудование подстанции и площадку ОРУ 110 кВ

Заземление - преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством. В электротехнике при помощи заземления добиваются защиты от опасного действия электрического тока путём снижения напряжения прикосновения до безопасного для человека и животных значения. Также заземление применяется для использования земли в качестве проводника тока (например, в проводной электросвязи). Производится с помощью заземлителя, обеспечивающего непосредственный контакт с землёй, и заземляющего проводника.

Глухозаземлённая нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, присоединённая непосредственно к заземляющему устройству. Глухозаземлённым может быть также вывод источника однофазного переменного тока или полюс источника постоянного тока в двухпроводных сетях, а также средняя точка в трёхпроводных сетях постоянного тока.

Изолированная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, неприсоединённая к заземляющему устройству или присоединённая к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

Заземляющее устройство - совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель - проводящая часть или совокупность соединённых между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землёй непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

Заземляющий проводник - проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем.

Защитный (РЕ) проводник - проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью, в том числе шины, должны иметь буквенное обозначение «РЕ» (англ. Protective Earthing) и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) жёлтого и зелёного цветов.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой «N» и голубым цветом.

Совмещённые нулевые защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение «PEN» и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и жёлто-зелёные полосы на концах.

В России требования к заземлению и его устройство регламентируются Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Заземление в электротехнике подразделяют на естественное и искусственное.

6.14 Естественное заземление

Заземлитель (металлический стержень) с присоединённым заземляющим проводником

К естественному заземлению принято относить те конструкции, строение которых предусматривает постоянное нахождение в земле. Однако,

поскольку их сопротивление ничем не регулируется и к значению их сопротивления не предъявляется никаких требований, конструкции естественного заземления нельзя использовать в качестве заземления электроустановки. К естественным заземлителям относят, например, железобетонный фундамент здания.

6.15 Искусственное заземление

Заземление участка контактной сети при проведении ремонтных работ

Искусственное заземление — это преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки электрической сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Заземляющее устройство (ЗУ) состоит из заземлителя (проводящей части или совокупности соединённых между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землёй непосредственно или через промежуточную проводящую среду) и заземляющего проводника, соединяющего заземляемую часть (точку) с заземлителем. Заземлитель может быть простым металлическим стержнем (чаще всего стальным, реже медным) или сложным комплексом элементов специальной формы.

Качество заземления определяется значением сопротивления заземления / сопротивления растеканию тока (чем ниже, тем лучше), которое можно снизить, увеличивая площадь заземляющих электродов и уменьшая удельное электрическое сопротивление грунта: увеличивая количество заземляющих электродов и / или их глубину; повышая концентрацию солей в грунте, нагревая его и т. д.

Электрическое сопротивление заземляющего устройства различно для разных условий и определяется / нормируется требованиями ПУЭ и соответствующих стандартов.

На подстанции принята система заземления TN-S. Нулевой, рабочий и нулевой защитный проводники разделены на всем протяжении, начиная от щита собственных нужд 0,4 кВ.

Сопrotивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом, при этом напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В.

Напряжение прикосновения в любое время года не должно превышать:

- На рабочих местах-165В;
- На остальной территории ПС-450В.

6.16 Кабельное хозяйство

Кабельное хозяйство электростанций и подстанций должно выполняться таким образом, чтобы при пожаре, возникшем из-за нарушения изоляции кабелей или по другим причинам, было исключено нарушение работы всего объекта.

Проектирование кабельного хозяйства электростанции выполняется на основе принципа, заключающегося в том, что в случае возникновения пожара в кабельном хозяйстве или вне его произошло бы нарушение работы не более чем одного энергоблока электростанции, была исключена потеря взаимно резервирующих присоединений РУ.

В кабельных хозяйствах электростанций и подстанций Минэнерго СССР при совместной прокладке в туннелях и каналах станционных и абонентских силовых кабелей из-за повреждения последних имели место аварии, связанные с возгоранием кабелей.

Исходными данными для проектирования кабельного хозяйства электростанции являются информации о системе организованных кабельных путей, о кабельных конструкциях на участках трасс, о помещениях, о трассируемых кабелях. Вся исходная информация задается на бланках установленной

формы, имеющих следующие названия: описание схемы организованных кабельных путей, кабельные конструкции по группам раскладки, список координат помещений, кабельный журнал, принудительная трассировка кабелей, каталог кабельных изделий, принудительный ввод в трассы, принудительное назначение полок.

Основной принцип, используемый при проектировании кабельного хозяйства электростанции.

Указанное вызывает повышенные требования к проектированию, монтажу и эксплуатации кабельного хозяйства электростанций и подстанций.

Главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства электростанции или подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены нарушения работы, более чем одного блока электростанции, одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

Главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства электростанции или подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены нарушения работы более чем одного блока электростанции, одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

Взаиморезервирующие ответственные силовые кабельные линии оперативного тока, ответственные кабельные линии собственных нужд, а также кабели средств связи, управления и сигнализации должны проклады-

ваться таким образом, чтобы при пожаре в кабельном хозяйстве электростанции или подстанции была исключена возможность одновременной потери взаиморезервирующих видов связи и кабельных линий.

Проектирование кабельного хозяйства электростанции является одним из наиболее трудоемких видов работ. Автоматизированное проектирование кабельного хозяйства упрощает процесс выбора кабельных трасс и раскладки в них кабелей.

Проектом предусматриваются силовые (низковольтные) и контрольные кабели с изоляцией из поливинилхлоридных композиций с пониженным дымовыделением, с классом пожароопасности (А), не распространяющую горение с индексом «нг(А)-LS».

Для прокладки контрольных и силовых кабелей в ОПУ используются существующие металлические кабельные конструкции, установленные под отм. 0,00 на свайных опорах. Ввод кабелей в шкафы предусмотрен снизу. В полу помещения ОПУ заложены кабельные проемы для прохода кабельных трасс к шкафам. В самом помещении ОПУ существует двойной съемный пол, под которым устанавливаются кабельные конструкции.

Прокладка кабелей от ОПУ по территории ОРУ 110 кВ к оборудованию вновь устанавливаемых ячеек предусматривается в новых наземных кабельных ж/б лотках со съемными плитами.

Предусматривается отдельная прокладка силовых кабелей и вторичных с цепями управления, измерения и сигнализации и взаиморезервируемых кабелей с соблюдением требований. Подъемы кабелей, для защиты от механических повреждений, из наземных лотков к шкафам и приводам оборудования будут выполняться в гофрированных трубах и металлических кабельных лотках с крышками.

7 ОСВЕЩЕНИЕ ОРУ 110 КВ

В настоящее время отсутствуют ведомственные документы по искусственному освещению сетевых объектов с конкретными указаниями по нормированию освещенности в помещениях и на открытой территории подстанции. Справочная литература и ведомственная нормативная документация значительно отстают от технических регламентов и документов по стандартизации. Кроме того, в справочной литературе есть разночтения по нормированию освещенности на энергообъектах. Для корректного построения сети освещения требуется проанализировать действующую НТД, определить взаимосвязи между наиболее важными ее пунктами и свести их воедино.

При проектировании электрического освещения подстанций необходимо руководствоваться перечнем документов, приведенным в конце статьи. В частности, следует учитывать:

- при проектировании аварийного освещения – требования Федеральных законов № 123-ФЗ и № 384-ФЗ, ГОСТ Р 55842, ГОСТ Р 50571.5.56, ГОСТ Р 50571.29;
- при проектировании охранного освещения – Постановление Правительства РФ № 458 от 15 мая 2012 г, Р 78.36.032-2013;
- при проектировании светового ограждения – Федеральные авиационные правила, РУЭСТОП ГА 95.

Отдельно отметим документы, которые в настоящее время не являются действующими, но важны для понимания организации электрического освещения на подстанции.

Искусственное освещение на подстанции предусматривается следующих видов: рабочее, аварийное(резервное и эвакуационное), охранное и дежурное.

7.1 Рабочее освещение

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений и на открытой территории подстанции. В состав рабочего освещения входят ремонтное (переносное) и наружное освещение, а также световое ограждение сооружений. Ремонтное освещение рекомендуется применять для ремонта и наладки электрооборудования во всех электротехнических помещениях, за исключением помещений со взрывоопасной средой. Сеть ремонтного освещения должна соответствовать требованиям ПТЭ.

Нормируемые значения освещенности помещений и рабочих поверхностей определяются исходя из условий эксплуатации электрооборудования, технологического процесса и способа производства работ и могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников аварийного освещения.

Освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк (проходы в камерах трансформаторов, реакторов, коридоры обслуживания распределительных устройств).

В помещениях, где выполняются работы IV–VI разрядов, нормы освещенности следует снижать на одну ступень при кратковременном пребывании людей или при наличии оборудования, не требующего постоянного обслуживания (помещение с постоянным пребыванием людей – помещение, в котором предусмотрено пребывание людей непрерывно в течение более двух часов).

При наличии в помещении работ разной точности нормативные требования к общему освещению должны выбираться по более точным зрительным работам, если количество этих рабочих мест оставляет не менее половины. В противном случае нормативные требования к рабочим местам с

более точными зрительными работами обеспечиваются установкой дополнительных светильников и их локализованным размещением, например, для помещений венткамер при размещении в них шкафов управления вентиляционными установками.

Систему освещения, общую (равномерную и локализованную) и комбинированную, следует выбирать в соответствии с данными. Как правило, для зрительных работ VI–VIII разрядов используют только систему общего освещения. Локализованное расположение светильников с учетом расстановки оборудования и нахождения рабочих мест применяют при наличии крупногабаритного оборудования, при неравномерном размещении технологического оборудования и, как уже упоминалось, при выполнении в помещении зрительных работ разной точности.

Сеть рабочего(внутреннего) освещения должна получать питание по отдельной линии, начиная от щита собственных нужд (ЩСН). Рекомендуется рабочее освещение помещения ЩУ на подстанции с постоянным дежурным персоналом подключать к отдельному групповому щитку, запитанному по II категории надежности электроснабжения от разных секций ЩСН 0,4 кВ

Внутреннее освещение подстанции(рабочее и аварийное) следует выполнять с применением светильников преимущественно на основе светодиодных ламп и энергоэкономичных разрядных источников света. При применении светодиодных светильников рекомендуется выбирать светильники с опаловыми рассеивателями.

Для контроля энергопотребления устанавливаются требования к максимально допустимой удельной установленной мощности общего искусственного освещения помещений.

7.2 Наружное освещение

Расположение и мощность осветительных установок наружного освещения должны обеспечивать нормируемый уровень освещенности в

темное время суток и в условиях плохой видимости на открытых участках территории подстанции, где происходит движение транспорта и людей, и на рабочих поверхностях электрооборудования.

Питание сети наружного освещения выполняется по II категории надежности электроснабжения от разных секций ЩСН 0,4 кВ. Также допустимо применение кольцевой схемы электроснабжения с возможностью вывода в ремонт любого участка сети без обесточения исправных участков.

Для удобства эксплуатации и рационального использования электроэнергии система питания и управления сетью наружного освещения должна обеспечивать централизованное включение(отключение):

- автоматическое – по установкам щитка управления наружным освещением;
- дистанционное – из помещения ЩУ;
- местное – с прожекторных мачт, зданий и сооружений, на которых размещены осветительные установки.

Светотехническое оборудование сети наружного освещения, как правило, размещается на прожекторных мачтах и парапетах кровель зданий подстанции. Дополнительно, для поддержания необходимого уровня освещенности, светильники наружного освещения могут устанавливаться по месту размещения электрооборудования (например, у силовых трансформаторов для подсветки приборов контроля).

Для наружного освещения должны применяться светильники с источниками света, характеризующимися высокой световой отдачей: светодиодные, с лампами ДНаТ.

7.3 Световое ограждение

Проектирование светового ограждения выполняется в соответствии с требованиями Федеральных авиационных правил и РУЭСТОП ГА 95.

Высокие сооружения(препятствия), расположенные на приаэродромной территории и на территории полос воздушных подходов, должны иметь световое ограждение на самой верхней части(точке) и ниже через каждые 45 м (не более) ярусами, при этом в верхних точках препятствий должно быть установлено не менее двух заградительных огней, работающих одновременно.

Количество и расположение заградительных огней на каждом уровне, подлежащем маркировке, должно быть таким, чтобы с любого направления в горизонтальной плоскости было видно не менее двух огней.

Питание сети светового ограждения выполняется по I категории надежности электроснабжения от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

Световое ограждение включается автоматически в темное время суток, а также при плохой видимости из-за погодных условий.

В качестве заградительных огней применяются огни низкой интенсивности постоянного излучения красного цвета. Сила света должна быть такой, чтобы огни были заметны, учитывая интенсивность соседних огней и общую яркость фона, на котором они будут наблюдаться. При этом сила света в любом направлении должна быть не менее 10 кд. Более подробная информация об условиях размещения заградительных огней представлена в Правилах.

7.4 Аварийное освещение

Аварийное освещение в действующих нормативных документах представлено двумя определениями:

- аварийное освещение предусматривается на случай нарушения питания основного (рабочего) освещения и подключается к источнику питания, не зависящему от источника питания рабочего освещения;

- аварийное освещение - освещение на путях эвакуации, имеющее электропитание от автономных источников, функционирующих при пожаре, аварии и других чрезвычайных ситуациях, включаемое автоматически при срабатывании соответствующей сигнализации или вручную, если сигнализации нет или она не сработала.

Таким образом, Федеральный закон № 384-ФЗ устанавливает наиболее жесткие обязательные требования в части питания аварийного(эвакуационного) освещения.

Аварийное освещение может быть включено как в постоянном, так в и непостоянном режимах. Данные режимы могут быть объединены.

Как правило, на подстанции осветительные приборы аварийного освещения включают одновременно с осветительными приборами рабочего освещения(постоянный режим работы). Это позволяет полнее использовать мощности осветительных установок и осуществлять постоянный контроль за исправностью сети аварийного освещения.

В случае использования непостоянного режима должны быть выполнены условия включения сети по Федеральному закону, исходя из определения об аварийном освещении. По ГОСТ Р 50571.5.56 в режиме непостоянного действия электропитание для обычного освещения должно быть контролируемым в оконечной цепи для данной зоны. Если потеря питания приводит к прекращению работы обычного освещения в данной зоне, аварийное освещение должно включаться автоматически. Должны быть предусмотрены соответствующие меры, чтобы гарантировать работу аварийного освещения в случае потери питания в соответствующей локальной зоне.

Световые указатели могут совмещать функции эвакуационных знаков пожарной безопасности. Световые указатели должны быть включены постоянно, или для обеспечения их гарантированного включения одновременно с

основными осветительными приборами рабочего освещения применяют переключающие устройства =220 В /~230 В (для помещений с кратковременным пребыванием людей и отсутствием дежурного освещения).

При построении схемы питания аварийного освещения подстанции необходимо учитывать следующие положения:

- питание аварийного освещения (эвакуационного и резервного) в нормальном режиме должно производиться от источника, не зависящего от источника питания рабочего освещения; в аварийном режиме переключаться на питание от третьего независимого источника;
- аварийное освещение является частью системы оперативного постоянного тока 220 В;
- при отключении источника питания 400/230 В аварийное освещение питается от ЩПТ постоянным током, использование инверторов DC/AC недопустимо;
- система аварийного освещения должна быть централизованной (светильники без встроенных автономных источников питания);
- аварийное эвакуационное освещение относится к системам безопасности здания и должно соответствовать требованиям ГОСТ 50571.5.56, ГОСТ Р 50571.29;
- при отнесении световых указателей к эвакуационным знакам пожарной безопасности эвакуационное освещение должно соответствовать требованиям;
- коммутационная аппаратура и аппаратура управления, используемые для обеспечения электроснабжения установок систем безопасности, должны быть установлены отдельно от коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления с обычным электроснабжением (для этого может потребоваться отделение цепей

аварийного освещения от системы общего электроснабжения неогораемыми перегородками, заключением в оболочку).

7.5 Резервное освещение

Резервное освещение предусматривают в случаях, когда нарушение в сети питания рабочего освещения не должно препятствовать работе персонала, продолжению работы оборудования: в помещениях РУ НН и РУ ВН, в т. ч. ЩУ, КРУ, ЩПТ, ЩСН, ЛАЗ; насосной станции пожаротушения, в камерах трансформаторов, реакторов, в вентиляционном помещении аккумуляторной, в комнате дежурного и т. д.

Освещенность от резервного освещения должна составлять не менее 30% нормируемой освещенности для общего рабочего освещения. Резервное освещение допускается использовать в качестве эвакуационного, если оно удовлетворяет требованиям, предъявляемым к эвакуационному освещению.

7.6 Эвакуационное освещение

Эвакуационное освещение включает в себя: освещение путей эвакуации, эвакуационное освещение зон повышенной опасности и эвакуационное (антипаническое) освещение больших (> 60 м²) площадей.

7.7 Охранное освещение

Охранное освещение на подстанции предназначено для создания требуемого уровня освещенности в темное время суток, а также при плохой видимости из-за погодных условий в контролируемых зонах.

- периметр подстанции;
- помещения контрольно-пропускных пунктов (КПП), где производится проверка пропусков;
- досмотровая площадка;
- коридоры в КПП для прохода людей.

Охранное освещение предусматривается по периметру ПС при наличии на подстанции одного или нескольких следующих факторов:

- военизированной или сторожевой охраны (применяется на ПС 500–750 кВ и на особо важных ПС 220–330 кВ);
- периметральной охранной сигнализации (в т. ч. применяется на ПС 500–750 кВ, на особо важных и на ПС 220–330 кВ с числом присоединений (линейных и трансформаторных) на высшем напряжении – пять и более);
- постоянного дежурного персонала.

Охранное освещение подстанции должно состоять из основного и дополнительного освещения. Основное охранное освещение должно работать постоянно в темное время суток и включаться автоматически по датчику освещенности. Дополнительное охранное освещение предназначено для улучшения эксплуатационных качеств системы охранной телевизионной и расширения возможности визуального контроля. Оно должно включаться при фиксации нарушения на соответствующем охраняемом участке в ночное время, а при плохой видимости – и в дневное.

Сеть охранного освещения по периметру и на территории объекта должна разделяться на самостоятельные участки в соответствии с зонами системы охранной сигнализации и (или) зонами наблюдения системы охранной телевизионной.

Система охранного освещения на подстанции должна обеспечивать:

- арантированную освещенность во всех контролируемых зонах;
- возможность автоматического включения дополнительных источников света на отдельных зонах охраняемой территории (периметра) при срабатывании системы охранной сигнализации;
- совместимость с техническими средствами системы охранной сигнализации и системы охранной телевизионной;

- ручное управление аппаратурой освещения из помещения охраны.

Как правило, для нужд периметрального охранного освещения применяются энергосберегающие светодиодные светильники, светильники с лампами ДНаТ, размещаемые на внешнем ограждении подстанции или на прожекторных мачтах, за исключением случаев, когда охранное освещение нормально не горит и автоматически включается от действия охранной сигнализации или других технических средств (дополнительное охранное освещение).

В таких случаях должны применяться:

- светодиодные источники света;
- компактные люминесцентные лампы, работающие при минусовых температурах;
- разрядные лампы высокого давления при условии их мгновенного зажигания и быстрого повторного зажигания как в горячем состоянии, после кратковременного отключения, так и в холодном состоянии быстрого пуска.

Светильники наружного охранного освещения должны быть защищены от механических повреждений, иметь рабочий диапазон температур, соответствующий климатической зоне, и обеспечивать световую эффективность не менее 100 лм/Вт.

7.8 Дежурное освещение

Для дежурного освещения следует применять часть светильников рабочего освещения с питанием их от самостоятельной групповой линии или аварийного освещения. Величины освещенности, равномерность и требования к качеству для дежурного освещения не нормируются.

На подстанции предусмотрено рабочее, дежурное, переносное ремонтное, аварийное и охранное освещение. Напряжение сети рабочего освещения – 110 В, ремонтного – 42 В.

Аварийное освещение в нормальном режиме питается от сети переменного тока 380/220 В, а в аварийном – автоматически переключается на постоянный ток 220 В.

Рабочее наружное освещение проектируемого ОРУ выполняется существующими прожекторами, установленными на отдельно стоящих прожекторных мачтах. Прожекторы включаются группами в ручном режиме. Тип существующих светильников прожекторов - трубчатые газоразрядные натриевые лампы – ДНаТ 400 Вт.

По всему периметру ПС существует сеть охранного освещения, выполненная прожекторами, установленными на опорах периметральной охраны вдоль ограды. Включение охранного освещения происходит автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации или вручную. Напряжение сети охранного освещения – 220 В, источник управления находится в помещении охраны.

Для дежурного наружного освещения территории ПС используются существующие прожекторы, смонтированные на отдельно стоящих прожекторных мачтах. Прожекторы включаются в автоматическом режиме при естественной освещенности менее 5 ЛК. Питание и управление прожекторами осуществляется со щита дежурного освещения.

Все виды освещения являются существующими, их реконструкция не предусматривается. Устанавливаемое по проекту оборудование входит в зону существующего освещения на ОРУ 110 кВ.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

8.1 Безопасность

При производстве работ с приборами измерения ПКЭ, где применяются в основном цепи напряжения (ТН) и токовые цепи (ТТ) основным требованием безопасности является строгое выполнение действующих правил ТБ при эксплуатации электроустановок.

В первую очередь выполняются организационные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за безопасное ведение работ;
- выдача наряда или распоряжения;
- выдача разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск;
- подготовка рабочего места и допуск;
- надзор при выполнении работы;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе и ее окончания.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжения;
- руководитель работ;
- лицо, дающее разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- лицо, подготавливающее рабочее место;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

Выдающий наряд, распоряжение устанавливает возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных лиц, а также за соответствие выполня-

емой работы групп по электробезопасности перечисленных в наряде работников.

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из административно-технического персонала предприятия и его структурных подразделений, имеющих группу V.

При неотложных работах в случае отсутствия лиц из административно-технического персонала, имеющих право нарядов, и распоряжений работниками с группой IV из дежурного персонала данной электроустановки.

Предоставление дежурному персоналу права выдачи нарядов в этих случаях должно быть оформлено письменным указанием руководства предприятия.

Руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, полноту и качество инструктажа бригады, проводимого допускающим и производителем работ, а также организацию безопасного ведения работы.

Руководителями работ должны назначаться инженерно-технические работники с группой V. В тех случаях, когда отдельные этапы работы необходимо выполнять под непрерывным надзором и руководством руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда.

Лицо, дающее разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск, несет ответственность за достаточность предусмотренных для выполнения работы мер по отключению и заземлению оборудования и возможность их осуществления, а также за координацию времени и места работы допускаемых бригад.

Лицо, дающее разрешение на подготовку рабочего места и на допуск, обязано сообщить дежурным или лицам из оперативно-ремонтного персонала, подготавливающим рабочее место, а также допускающим о предварительно выполненных операциях по отключению и заземлению оборудования.

Дать разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск имеют право работники из дежурного персонала с группой IV, в соответствии с должностными инструкциями, а также работники из административно-технического персонала, уполномоченные на это указанием по предприятию.

Лицо, подготавливающее рабочее место, отвечает за правильное и точное выполнение мер по подготовке рабочего места, указанного в наряде, а также требуемых по условию работы (установка замков, плакатов, ограждений и т.п.).

Подготавливать рабочие места, имеют право дежурные или работники из оперативно-ремонтного персонала, допущенные к оперативным переключениям в данной электроустановки.

При выполнении организационных мероприятий выполняются технические:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, установлены переносные заземления);

- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

8.2 Экологичность проекта

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

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

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и меха-

низмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

8.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

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

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего обо-

рудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

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

Для пожаротушения автотрансформаторов 63 МВ·А, учитывая их важность /2,3/, на подстанции может быть предусмотрена система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами Д320-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании дат-

чика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

8.4 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений

молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

зона А:

$$h_{\text{эф}} = 0,85h; \quad (31)$$

$$R_0 = (1,1 - 0,002h)h; \quad (32)$$

$$R_x = R_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right); \quad (33)$$

где $h_{\text{эф}}$ - вершина конуса зоны защиты, м;

R_0 - радиус основания конуса на уровне земли, м;

R_x - радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от
уровня земли, м;

h_x - высота защищаемого сооружения, м.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

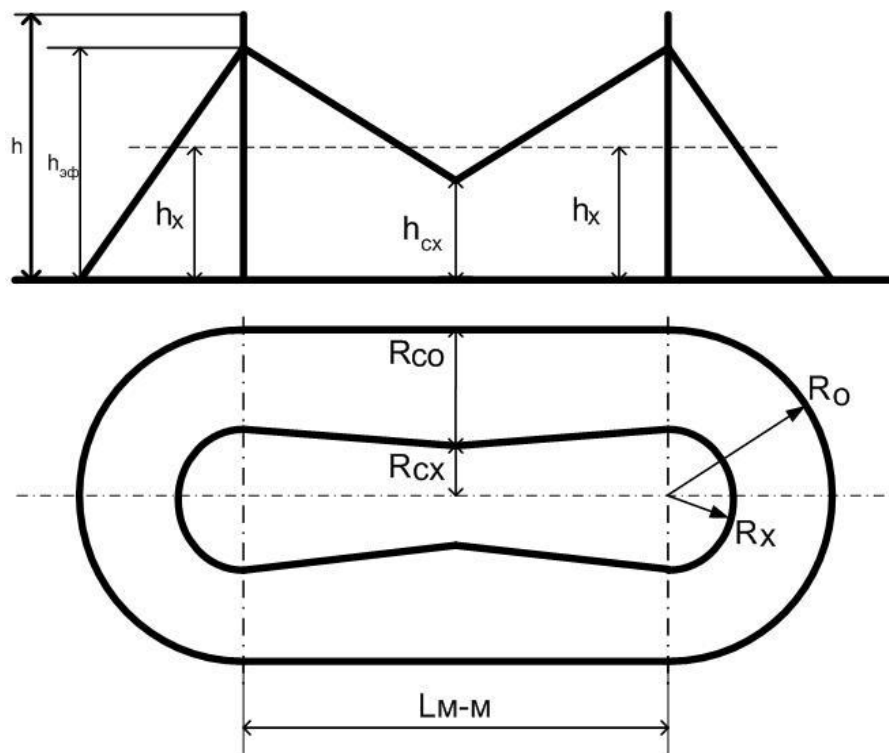


Рисунок 6

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рис. 1. Из рисунка видно, что зона защиты между двумя стержневыми молниеотводами имеет значительно большие размеры, чем сумма зон защиты двух одиночных молниеотводов. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной (рис. 1), а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом R_0 или R_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте $h_{эф}$, а третья расположена посередине между ними на высоте h_{cx} .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$\left. \begin{aligned} h_{cx} &= h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h); \\ R_x &= R_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \\ R_{cx} &= R_{co} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_x} \right) \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

Зона А существует при $L < 3h$, в противном случае молниеотводы рассматриваются как одиночные;

L - расстояние между молниеотводами, м;

h_{cx} - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

R_{co} - ширина совместной зоны на уровне земли, м;

R_{cx} - ширина горизонтального сечения совместной зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м.

Основным условием наличия совместной зоны защиты двойного стержневого молниеотвода является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$. В этом

случае конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной $2r_{cx}$, которое лежит посередине между молниеотводами.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищаются несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $R_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Произведя расчет по формулам (4) получим радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли. Зона защиты для порталов ОРУ 220 кВ находится на высоте 17 м.

Примем $h = 30$ м, следовательно:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

$$R_o = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31 \text{ м};$$

При $L = 63$ м (зоны защиты 1-2 и 3-4) имеем:

$$h_{cx} = 25.5 - 0.14 \cdot (63 - 30) = 21 \text{ м};$$

$$R_x = 31 \cdot \left(1 - \frac{17}{25.5}\right) = 10.4 \text{ м};$$

$$R_{co} = 31 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (63 - 2 \cdot 30)}{30}\right) = 30.6 \text{ м};$$

$$R_{cx} = 30.6 \cdot \left(\frac{21 - 17}{17}\right) = 7 \text{ м};$$

При $L = 46.5$ м (зоны защиты 2-3 и 4-1) имеем:

$$h_{cx} = 25.5 - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30\right) (46.5 - 30) = 22 \text{ м};$$

$$R_x = 31 \cdot \left(1 - \frac{17}{25.5}\right) = 10.4 \text{ м};$$

$$R_{CO} = R_O = 31 \text{ м};$$

$$R_{Cx} = 31 \cdot \left(\frac{22-17}{17}\right) = 10 \text{ м};$$

8.5 Выводы

Таким образом, в настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности.

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и техники взрывопожаробезопасности эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения выпускной квалификационной работы был произведен расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ, согласно климатическим условиям.

Было выбрано и проверено основное оборудование подстанции: ошиновка, выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений. Была разработана схема распределительного устройства.

Также было посчитано заземление и молниезащита всей подстанции.

В вопросах безопасности и экологичности проекта рассмотрены оперативное, техническое и ремонтное обслуживание переключательного пункта, мероприятия по охране растительного и животного мира, мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения, мероприятия по защите от шума, мероприятия по обеспечению пожарной безопасности и др.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2010. - 608 с.
2. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 648 с.
3. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: Энергия, 2007. – 112 с.
4. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 144 с.
5. Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2009.
6. <http://www.ekra.ru>
7. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2007.
- 8 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2008. – 142 с.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 3-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2006. – 353 с.
- 10 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 568 с.
- 11 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 286 с.

12 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2006. – 152 с.

13 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

14 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 568 с.

15 РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

16 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.

17 Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2011 . – 102 с.

18 РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.

19 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2009. – 568 с.