

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

Факультет энергетический

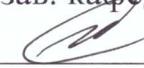
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 19 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Левобережная напряжением 220/35/10 кВ в Еврейской автономной области

Исполнитель

студент группы 542-об1

 18.06.19

подпись, дата

В.А. Шиловской

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

 19.06.19

подпись, дата

А.А. Остапенко

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 01.06.2019

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 19.06.19

подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шиловского Владислава
Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Декаструктурирование подстанции
Львовская на напряжении 220/35/10 кВ в Еврейской автономной области

(утверждено приказом от 04.04.19 № 759 ч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 06.06.2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Материалы преддипломной
практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования, расчет
релейной защиты и автоматизации трансформатора, вопросы безопасности
и экологичности, методика - энергетический расчет

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 12 рисунков, 1Р таблиц,
30 иточников

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А.В. Буцаков

7. Дата выдачи задания 09.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Остапенко А.А., доцент, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению (дата): 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 12 рисунков, 18 таблиц, 30 источников.

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЭКОНОМИКА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Произведена реконструкция подстанции напряжением 220/35/10 кВ «Левобережная». Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено электрооборудование на ОРУ 220 кВ, ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ ПС «Левобережная». Рассчитана релейная защита и автоматика трансформатора. Рассмотрены вопросы электробезопасности и экологии. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика района электрических сетей и подстанции Левобережная	8
1.1 Описание подстанции Левобережная	8
1.2 Климатическая характеристика района	9
2 Расчет токов короткого замыкания	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Составление расчетной схемы замещения и расчет трехфазных токов короткого замыкания	10
3 Выбор основного электрического оборудования	17
3.1 Выбор и проверка выключателей	17
3.2 Выбор и проверка разъединителей	29
3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	31
3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	34
4 Выбор и проверка шин	37
4.1 Общие положения и критерии выбора	37
4.2 Выбор и проверка гибких шин	43
4.3 Выбор и проверка жестких шин	45
5 Заземление и защитные меры электробезопасности	52
6 Оперативный ток	66
6.1 Назначение оперативного тока	66
6.2 Источники оперативного тока	69
6.3 Источники постоянного тока	70
6.4 Расчет аккумуляторных батарей	71
7 Выбор и расчет параметров устройств релейной защиты и автоматики основного оборудования подстанции	76
7.1 Общие положения	76

7.2 Выбор видов РЗ и А для трансформаторов связи и расчет уставок	77
7.3 Выбор видов РЗ и А для секционного и вводного выключателей 10 кв и расчет уставок	92
8 Безопасность и экологичность проекта	97
8.1 Безопасность	97
8.2 Экологичность	99
8.3 Чрезвычайные ситуации	Ошибка! Закладка не определена.
9 Техничко-экономический расчет	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	112
Библиографический список	113

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

Т – трансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

к. з. – короткое замыкание;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

ПС 220 кВ Левобережная осуществляет транзит, распределение и преобразование напряжения электрической энергии. Данная ПС обеспечивает поставку электроэнергии как близлежащим, так и удаленным потребителям.

Питание подстанции организовано по двум воздушным линиям электропередач ВЛ 220 кВ Левобережная-РЦ (Л-201), ВЛ 220 кВ Хабаровская-Левобережная (Л-213).

Учитывая длительный срок эксплуатации объекта, в данной работе предлагается проведение реконструкции подстанции Левобережная, напряжением 220/35/10 кВ в Еврейской автономной области. Актуальность данной темы обусловлена тем фактором, что в процессе эксплуатации оборудование изнашивается и, соответственно, больше подвержена поломки или образованию дефектов. Ухудшение технического состояния силового оборудования является одной из основных причин роста повреждаемости. Так же, влияет фактор прогресса. С каждым днем появляются новые технологии, методы производства, материалы, используемые для комплектующих оборудования. Тем самым, при замене имеющегося оборудование на новое, мы можем обеспечить большую надежность системы, удобную эксплуатацию.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

1.1 Описание подстанции Левобережная

Подстанция 220 кВ Левобережная расположена в поселке городского типа Приамурский в Еврейской автономной области. Подстанция введена в эксплуатацию в 1982 г.

На ПС 220 кВ Левобережная в настоящее время установлены трансформаторы 1Т и 2Т 220/35/10 кВ типа ТДТН-25000/220/35/10-70У1 – трехфазный трехобмоточный трансформатор мощностью 25000 кВА.

ПС 220 кВ Левобережная включает в себя распределительные устройства ОРУ-220 кВ, ОРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, устройства организации собственных нужд подстанции, устройства организации цепей оперативного тока.

ОРУ 220 кВ Выполнено по схеме – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий». В настоящее время к ОРУ 220 кВ присоединено две ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Левобережная-РЦ (Л-201), ВЛ 220 кВ Хабаровская-Левобережная (Л-213).

ОРУ 35 кВ Выполнено по схеме № 35-9: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». В настоящее время к ОРУ 35 кВ присоединено пять ВЛ 35 кВ: ВЛ 35 Левобережная-Водозабор №2 (Т-108), ВЛ 35 Левобережная - ДМ№2 (Т-100), ВЛ 35 Левобережная-Водозабор №1 (Т-107), ВЛ 35 Левобережная-ДМ №1 (Т-99), ВЛ 35 Левобережная-ДСК (Т-101).

ЗРУ-10 кВ Выполнено по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». В настоящее время к ЗРУ-10 кВ присоединены следующие фидеры 10 кВ: Ф-152 ОАО «РЖД», Ф-154 Котельная ЖКХ, Ф-162 ОАО «РЖД», Ф-156 ООО РСУ Приамурское, Ф-160 п.Тельман ЗАО Торговый порт «Покровка», Ф-167 Завод силикатного кирпича, Ф-171 ОАО «РЖД», Ф173 Хабаровская КЭЧ. Собственные нужды подстанции. Для организации собственных нужд установлено два трансформатора ТМГ-250\10-11УХЛ1.

Оперативный ток на подстанции – постоянный 220 В. Молниезащита реализована с применением стержневых молниеотводов, выполнено устройство заземления ПС. По территории ПС предусмотрены внутренние проезды для обслуживания и ремонта. По всей площадке проходят кабельные железобетонные лотки с силовыми и контрольными электрическими кабелями.

1.1 Климатическая характеристика района

Район реконструкции относится по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» к IV климатическому району со следующими характеристиками температур:

- абсолютная минимальная температура (обеспеченностью 0,98) - минус 34°С
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки - минус 32°С

По СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия» район реконструкции имеет следующие характеристики:

- расчетное значение веса снегового покрова (IV снеговой район) - 1,2 кПа
- нормативное значение ветрового давления (III ветровой район) - 0,38 кПа
- сейсмичность района - ниже 6 баллов

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Общие положения

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

В данной работе будет рассчитываться трехфазное короткое замыкание, по которому, согласно ПУЭ, проверяется отключающая способность выключателей, динамическая устойчивость шин и аппаратов, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

2.2 Составление расчетной схемы замещения и расчет трехфазных токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах. Для этого первым делом необходимо составить расчетную схему замещения.

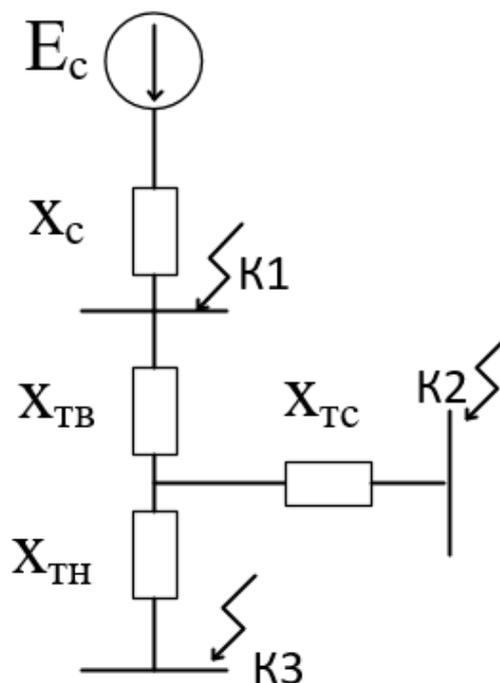


Рисунок 1 – расчетная схема замещения

Зададимся значениями базисных величин:

Базисная мощность $S_{\delta} = 100$ МВА;

ЭДС системы $E_c = 1$;

ЭДС нагрузки $E_H = 0,85$.

Базисные напряжения $U_{\delta 1} = 230$ кВ, $U_{\delta 2} = 37$ кВ, $U_{\delta 3} = 10,5$ кВ

Определим сопротивление системы X_c по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}}$$

(1)

где S_{δ} – базисная мощность;

$S_{кз}$ - мощность короткого замыкания системы

$$S_{кз} = \sqrt{3} \times U_{cp} \times I_{кз.}$$

(2)

$$S_{кз} = \sqrt{3} \times 230 \times 3,68 = 1470 \text{ МВА}$$

$$X_{c*} = \frac{100}{1470} = 0,068 \text{ о.е.}$$

Далее определим сопротивления обмоток трансформатора по формулам:

$$U_{кВН} = 0,5 \times (u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}) \quad (3)$$

$$U_{кВН} = 0,5 \times (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 \%$$

$$U_{кСН} = 0,5 \times (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н});$$

(4)

$$U_{кСН} = 0,5 \times (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \%$$

$$U_{кНН} = 0,5 \times (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С})$$

(5)

$$U_{кНН} = 0,5 \times (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \%$$

$$X_{ВН} = \frac{U_{кВ}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{2 \times S_{номТ}} \text{ о.е.};$$

(6)

$$X_{ВН} = \frac{12,5}{100} \times \frac{100}{2 \times 25} = 0,25 \text{ о.е.}$$

$$X_{СН} = 0 \text{ о.е.};$$

$$X_{НН} = \frac{U_{кН}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{2 \times S_{номТ}} \text{ о.е.},$$

(7)

$$X_{НН} = \frac{9,5}{100} \times \frac{100}{2 \times 25} = 0,19 \text{ о.е.}$$

Где $S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора;

$U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно.

Теперь произведем расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{б1ст} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_{\delta}^{1ст}};$$

(8)

$$I_{б1ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 230} = 0,25 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{62ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6^{2ст}} ; \quad (9)$$

$$I_{62ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки КЗ определяется по формуле:

$$I_{63ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6^{3ст}} . \quad (10)$$

$$I_{63ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Далее рассчитаем токи по формуле:

$$I_{п0} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} I_6 ; \quad (11)$$

Ударные токи определим по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} K_{уд} ; \quad (12)$$

Выполним подробный расчет для точки К1

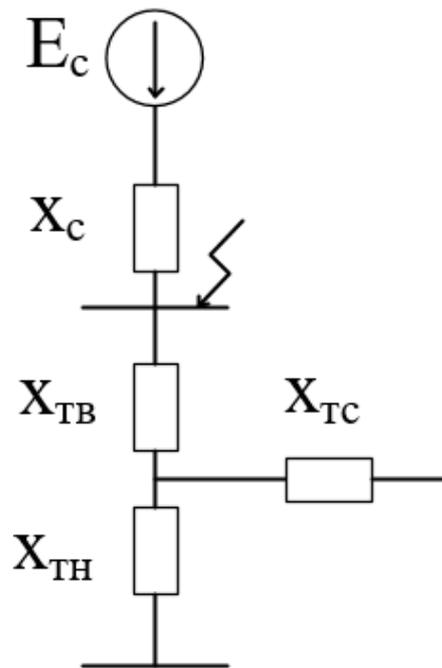


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения для К1

Для простоты и удобства в расчетах, сэквивалентирuem схему замещения:

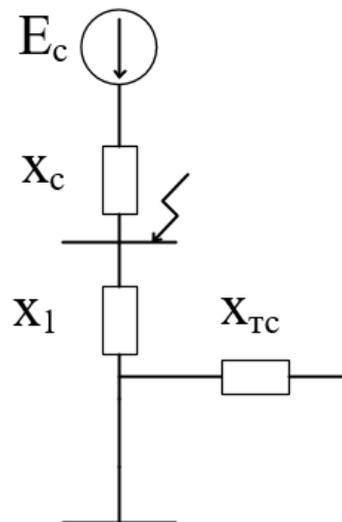


Рисунок 3 – Преобразование схемы замещения для К1

$$X_1 = X_{ТВ*} + X_{ТН*} \tag{13}$$

$$X_1 = 0,25 + 0,19 = 0,318 \text{ о.е.}$$

После преобразования получаем такую схему:

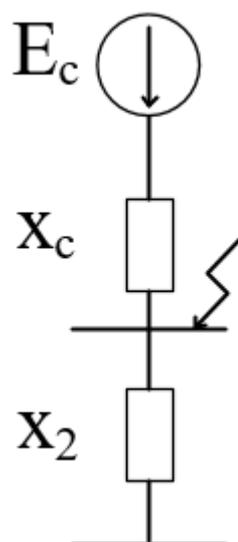


Рисунок 4 – Преобразованная расчетная схема замещения для К1

$$X_2 = \frac{X_1 \times X_{TC}}{X_1 + X_{TC}} \quad (14)$$

$$X_2 = \frac{0,318 \times 0}{0,318 + 0} = 0 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем ток:

$$I_{п0} = \frac{E_c}{X_c} I_{\sigma 1} \quad (15)$$

$$I_{п0} = \frac{1}{0,068} \times 0,25 = 3,68 \text{ кА}$$

Чтобы рассчитать ударный ток, необходимо знать ударный коэффициент, который берем из справочной литературы. /6/

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{п0} \times K_{уд} \quad (16)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 3,68 \times 1,8 = 9,37 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З. определяется как:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \times I_{п0} \quad (17)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \times 3,68 = 5,2 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени

$$i_{at} = i_{a0} \times e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (18)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \times 3,68 \times e^{-\frac{0,036}{0,03}} = 1,6 \text{ кА}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ находится по формуле:

$$B_k = I_{п0}^2 \times (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с} \quad (19)$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{св}$ - время отключения короткого замыкания

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя

$t_{рз}$ - время действия защиты

$$B_k = 3,68^2 \times ((0,2 + 0,035) + 0,03) = 3,59 \text{ кА}^2\text{с} \quad (20)$$

Тем же способом рассчитываем токи короткого замыкания для точек К2 и К3, результаты расчетов укажем в таблице.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	U _{ср} , кВ	I _{п0} , кА	T _a	i _{уд} , кА	i _{a0} , кА	i _{at} , кА	B _к , кА ² с
К1	230	3,68	0,03	9,37	5,2	1,6	0,88
К2	37	4,9	0,03	12,47	6,93	1,55	1,8
К3	10,5	10,83	0,03	27,57	15,31	5,53	7,04

3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Выбор и проверка выключателей

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

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

Выбор выключателей осуществляется по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}} \quad (21)$$

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

$U_{\text{ном сети}}$ - номинальное напряжение сети, которой устанавливается выключатель, кВ;

По номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (22)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель;

Затем выбранный выключатель проверяется по включающей способности по условиям:

$$I_{\text{пр.с.}} \geq I_{\text{по}}; \quad (23)$$

$$i_{\text{пр.с.}} \geq i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}, \quad (24)$$

где $I_{\text{пр.с.}}$ - предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей), кА, который выключатель способен надежно включить;

$I_{\text{по}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{\text{пр.с.}}$ - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата), кА

$i_{уд}$ - ударный ток КЗ, кА;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент.

После этого выполняется проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл\ ном} \geq I_{пт}, \quad (25)$$

где $I_{откл\ ном}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{пт}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения:

$$i_{а\ ном} \geq i_{ат}, \quad (26)$$

где $i_{а\ ном} = \sqrt{2} \times I_{откл} \times \beta_k / 100$ - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

β_n - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения;

$i_{ат}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА

Если расчетное значение аperiodической составляющей тока КЗ превышает номинальное значение, а периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя меньше номинального тока отключения, то следует сопоставить условные значения полных токов, а именно:

$$\sqrt{2} \times I_{откл\ ном} \times (1 + \beta_n / 100)^3 \sqrt{2} \times I_{пт} + i_{ат}. \quad (27)$$

Расчетное время отключения выключателя τ или $t_{\text{откл}}$, с, вычисляется как сумма собственного времени отключения выключателя $t_{\text{с в откл}}$ (таблицы 5.1, 5.2 /6/) и 0,01 с (минимальное время действия релейной защиты) в соответствии с выражением:

$$\tau = t_{\text{откл}} = 0,01 + t_{\text{с в откл}}. \quad (28)$$

Собственное время отключения выключателя указывают заводы-изготовители. Его определяют от момента подачи команды на отключение до момента начала размыкания дугогасительных контактов.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ (аналогично проверке на включающую способность)):

$$I_{\text{пр с}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (29)$$

$$i_{\text{пр с}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (30)$$

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

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

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

$$V_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \times (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (31)$$

где $V_{\text{к}}$ – тепловой импульс, кА²·с;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения;

$T_{\text{а}}$ – постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

Время отключения ($t_{\text{откл}}$) находим из выражения

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (32)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок $t_{рз}$ равны:

сторона 220 кВ - 3,9 с;

сторона 35 кВ - 2,5 с;

сторона 10 кВ - 1,5 с.

Условия проверки выключателя на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k, \quad (33)$$

где $I_{тер}$ - номинальный ток термической стойкости выключателя (равный, как правило, $I_{откл ном}$), кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости, с.

Произведем выбор выключателей на РУ ВН 220 кВ по следующим параметрам:

По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$I_{max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_{ном}} = \frac{50,7}{\sqrt{3} \times 220} = 0,13 \text{ кА}$$

$$130 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}$$

Произведем проверку по отключающей способности

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}$$

$$3,68 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

На шинах РУ ВН ставим выключатель типа - ВГБУ-220П* - 40/2000У1.



Рисунок 5 – Выключатель ВГБУ-220

Проверим выключатель на термическую стойкость по формуле:

$$W_k \leq W_{\text{к.в}} = I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$$

$$W_{\text{к.в}} = 40^2 \times 3 = 4800 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \times (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$W_k = 3,68^2 \times (0,035 + 0,03) = 0,88 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,035 \text{ с}$.

$$I_{\text{п.о}} = I_{\text{п.т}} = 3,68 \text{ кА}$$

Постоянная времени выключателя находится по формуле:

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times \beta_H \times I_{отк.ном.}}{100}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times 45 \times 40}{100} = 25,45 \text{ кА}$$

Для времени τ расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе будет находится по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times 3,68 \times e^{\frac{-0.036}{0.03}} = 1,6 \text{ кА}$$

Проверим на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании:

$$i_{уд} \leq i_c$$

$$9,37 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$$

Значения характеристик выключателя должны быть больше расчетных значений. Для наглядности приведем сопоставления этих данных в таблице 2.

Таблица 2 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГБУ-220П* - 40/2000У1	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$

$I_{\max} = 130 \text{ A}$	$I_H = 2000 \text{ A}$	$I_H \geq I_{\max}$
$i_{\text{по}} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{по}}$
$I_{\text{уд}} = 9,37 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_k = 0,88 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в}} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в}}$
$i_{\text{ат}} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном.}} = 25,45 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{ат}}$

Таким образом, на РУ ВН 220 кВ произведем замену масляных выключателей У-220, на элегазовые ВГБУ-220.

Далее выберем выключатели на РУ СН 35 кВ по такому же принципу:

По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.}}$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном.}}$$

$$I_{\max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\max} = \frac{30,9}{\sqrt{3} \times 35} = 0,51 \text{ кА}$$

$$510 \text{ A} \leq 630 \text{ A}$$

Произведем проверку по отключающей способности

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл. ном.}}$$

4,9 кА ≤ 12,5 кА

На шинах РУ СН ставим выключатель типа - ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.



Рисунок 6 – Выключатель ВГБЭ-35

Проверим выключатель на термическую стойкость по формуле:

$$W_k \leq W_{k.B} = I_{тер}^2 \times t_{тер}$$

$$W_{k.B} = 12,5^2 \times 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$$W_k = I_{п.0}^2 \times (t_{отк} + Ta)$$

$$W_k = 4,9^2 \times (0,045 + 0,03) = 1,8 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$t_{отк}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045$ с.

$$I_{п.0} = I_{п.т} = 4,9 \text{ кА}$$

Постоянная времени выключателя находится по формуле:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times \beta_H \times I_{отк.ном.}}{100}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times 32 \times 12,5}{100} = 5,66 \text{ кА}$$

Для времени τ расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе будет находится по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times 4,9 \times e^{-\frac{0,046}{0,03}} = 1,55 \text{ кА}$$

Проверим на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании:

$$i_{уд} \leq i_c$$

$$12,47 \text{ кА} \leq 35 \text{ кА}$$

Значения характеристик выключателя должны быть больше расчетных значений. Для наглядности приведем сопоставления этих данных в таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГБЭ-35-12,5/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$

$I_{\max} = 510 \text{ A}$	$I_H = 630 \text{ A}$	$I_H \geq I_{\max}$
$i_{\text{по}} = 4,9 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq i_{\text{по}}$
$I_{\text{уд}} = 12,47 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 35 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_k = 1,8 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 468,75 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$i_{\text{ат}} = 1,55 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном.}} = 5,66 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{ат}}$

Таким образом, на РУ СН 35 кВ произведем замену масляных выключателей С-35, на элегазовые ВГБЭ-35.

А также произведем выбор выключателей на ЗРУ НН по уже известному принципу:

По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\max} = \frac{19,8}{\sqrt{3} \times 10} = 1,15 \text{ кА}$$

$$1150 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$$

Произведем проверку по отключающей способности

$$I_{по} \leq I_{откл. ном.}$$

$$10,83 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

На шинах ЗРУ ставим выключатель типа - ВВУ-СЭЩ ПЗ-10-20/1600.



Рисунок 7 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-10

Проверим выключатель на термическую стойкость по формуле:

$$W_k \leq W_{к.в} = I_{тер}^2 \times t_{тер}$$

$$W_{к.в} = 20^2 \times 3 = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$$W_k = I_{п.о}^2 \times (t_{отк} + Ta) = 10,83^2 \times (0,03 + 0,03) = 7,04 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$t_{отк}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,03 \text{ с}$.

$$I_{п.о} = I_{п.т} = 10,83 \text{ кА}$$

Постоянная времени выключателя находится по формуле:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \times \beta_H \times I_{отк.ном.}}{100}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times 20 \times 20}{100} = 5,66 \text{ кА}$$

Для времени τ расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе будет находится по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{Tа}}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times 10,83 \times e^{\frac{-0.031}{0.03}} = 5,53 \text{ кА}$$

Проверим на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании:

$$i_{уд} \leq i_c$$

$$27,57 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$$

Значения характеристик выключателя должны быть больше расчетных значений. Для наглядности приведем сопоставления этих данных в таблице 4.

Таблица 4 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВВУ-СЭЩ ПЗ-10-20/1600	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 1150 \text{ А}$	$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_H \geq I_{max}$
$i_{по} = 10,83 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq i_{по}$
$I_{уд} = 27,57 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{УД}$
$B_k = 7,04 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
$i_{ат} = 5,53 \text{ кА}$	$I_{a.ном.} = 5,66 \text{ кА}$	$I_{a.ном.} \geq i_{ат}$

3.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}; \quad (34)$$

- номинальному длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} \quad (35)$$

- электродинамической стойкости (достаточна проверка только по ударному току):

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (36)$$

где $i_{\text{дин}}$ - предельный ток динамической стойкости разъединителя, кА.

- термической стойкости.

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (37)$$

Таблица 5 – Выбор разъединителей в ОРУ 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РЛНД 220/1000 У1	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{max}} = 130 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}} = 9,37 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 0,88 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.в}}$

Таблица 6 – Выбор разъединителей в ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РНДЗ-2-35/1000 У1	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{н} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 510 \text{ А}$	$I_{н} = 1000 \text{ А}$	$I_{н} \geq I_{max}$
$i_{уд} = 12,47 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_{к} = 1,8 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.в.}$

Таблица 7 – Выбор разъединителей в ЗРУ 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РВО–10/630 МУХЛ2	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 510 \text{ А}$	$I_{н} = 630 \text{ А}$	$I_{н} \geq I_{max}$
$i_{уд} = 12,47 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_{к} = 1,8 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.в.}$

3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности (для присоединения счетчиков - 0,5; щитовых измерительных приборов - 1 и 3) и проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке $Z_{2ном}$. Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов определяется устойчивостью самих шин РУ, вследствие этого такие трансформаторы тока по этому условию не проверяют.

Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности необходимо выполнение условия:

$$Z_{2ном} \geq Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{к}, \quad (38)$$

где $Z_{к}=0,1$ Ом – сопротивление переходных контактов;

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

$$Z_{приб} = \frac{\sum S}{I_{н}^2}, \quad (39)$$

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

$I_{н} = 5$ А – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом.

Сечение контрольных соединительных проводов для выполнения условия (38) можно определить как:

$$q = \frac{\rho \times l}{Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}} \text{ мм}^2, \quad (40)$$

где $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление алюминиевого провода АКВРГ;

l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец), м.

Приближенно можно принять: для ОРУ 220 кВ $l=100$ м, ОРУ 35 кВ $l=50$ м, ЗРУ 10 кВ $l=4$ м /5,6/.

Согласно п. 3.4.4. ПУЭ /11/ полученное сечение не должно быть меньше 4 мм^2 . Провода с площадью сечения большей 6 мм^2 обычно не применяются.

Перечень измерительных приборов, их расположение и расчет нагрузки на трансформаторы тока помещены в приложение 1.

Сравнение расчетных данных сети и каталожных параметров выбранных встроенных в выключатели трансформаторов тока сведено в таблицу.

Таблица 8 – Проверка выбранных трансформаторов тока на стороне 220 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ТВГ-220	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	220 кВ	220 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	800; 600; 300 А	649,5; 492; 157,5 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	54; 27 кА	15,78 кА (17,19 кА)
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	300; 1200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	213,5 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Примечание.

Сечения соединительных проводов по выражениям (39), (40):

- отпайка от линии 220 кВ - 4 мм^2 ;
- ввод трансформаторов 220 кВ - 4 мм^2 ;
- секционный выключатель 220 кВ - 4 мм^2 .

Таблица 9 – Проверка выбранных трансформаторов тока на стороне 35 кВ

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

GIF-40,5	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	35 кВ	35 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	150; 1000 А	102 А (990 А)
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	31; 51 кА	20,33 кА
	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	400; 1000 кА ² ·с	202,83 кА ² ·с

Примечание.

Сечения соединительных проводов по выражениям (39), (40):

- цепи линий 35 кВ - 4 мм²;
- ввод трансформатора 35 кВ - 4 мм²;
- секционный выключатель 35 кВ - 4 мм².

Таблица 10 – Проверка выбранных трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ТОЛ- СЭЦ-10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	75; 150; 800; 1500 А	55; 104; 624; 1244А

Продолжение таблицы 10

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ТОЛ- СЭЦ-10	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	52; 81; 100 кА	32,73; 45,87 кА
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	992,3; 2977; 3675 кА ² ·с	587,5 кА ² ·с

Примечание.

Сечения соединительных проводов по выражениям (39), (40):

- цепи линий 10 кВ - 4 мм²;
- ввод АТС 10 кВ - 4 мм²;
- секционный выключатель 10 кВ - 4 мм²;
- трансформатор собственных нужд - 4 мм².

3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого

напряжения от первичных цепей до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению сети;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (41)$$

где $S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$ - суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Для присоединения счетчиков электроэнергии - класс точности - 0,5; для присоединения щитовых измерительных приборов - классы 1 и 3. За $S_{2\text{ном}}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединённых по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Если вторичная нагрузка больше номинальной мощности в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор и часть приборов подключают к нему.

Для упрощения расчетов не разделяем нагрузку по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \times \cos \varphi)^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \times \sin \varphi)^2}, \quad (42)$$

где $\Sigma P_{\text{приб}}$, $\Sigma Q_{\text{приб}}$ - соответственно суммарные активная и реактивная нагрузки измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, Вт; Вар;

$\Sigma S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность, потребляемая всеми катушками напряжения приборов, В·А;

$\cos\varphi$, - коэффициент мощности приборов (для вольтметров, ваттметров и частотомеров равным единице, для счетчиков - 0,38 ($\sin\varphi = 0,925$)).

По условиям механической прочности в качестве соединительных проводов выбираем алюминиевые провода сечением 2,5 мм². При этом, при определении нагрузки, сопротивление измерительных проводов не учитываем, так как оно мало.

Сторона 10 кВ:

Мощность, потребляемая приборами 1 секции - 241 В·А (2 секции - 209 ВА).

Принимаем трансформатор напряжения НТМИ-10-63, имеющий следующие параметры: $U_{\text{ном}}=10/\sqrt{3}$ кВ, $S_{2\text{ном}}= 120$ В·А в классе точности 0,5 и два однофазных трансформатора НОМ-10-66, включенных по схеме неполного треугольника, для присоединения части счетчиков, имеющих следующие параметры: $U_{\text{ном}}=10/\sqrt{3}$ кВ, $S_{2\text{ном}}= 75$ В·А в классе точности 0,5.

Две группы трансформаторов напряжения имеют мощность 270 В·А, что больше 241 В·А (209 В·А).

Сторона 35 кВ:

Мощность, потребляемая приборами 1 секции - 192,6 В·А (2 секции - 161,2 В·А).

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65, имеющий следующие параметры: $U_{\text{ном}}=35/\sqrt{3}$ кВ, $S_{2\text{ном}}= 150$ В·А в классе точности 0,5.

Три трансформатора напряжения, соединенные в звезду, имеют мощность 450 В·А, что больше 192,6 (161,2) В·А.

Для защиты трансформаторов напряжения применяем предохранитель ПКТ101-35-2-8.

Сторона 220 кВ:

Мощность, потребляемая приборами - 48 В·А.

Принимаем трансформатор напряжения НКФ-220-58, имеющий следующие параметры: $U_{\text{ном}}=220/\sqrt{3}$ кВ, $S_{2\text{ном}}=400$ В·А в классе точности 0,5.

Три трансформатора напряжения, соединенные в звезду, имеют мощность 1200 В·А, что больше 48 В·А.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ШИН

4.1 Общие положения и критерии выбора

Выбор жестких шин:

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ /11/ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (43)$$

где I_{max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя /6,10/, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (44)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания (см. гл. 5);

$C = 91 \text{ А} \times \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин /5/.

Проверка шин на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{расч}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (45)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (46)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ — допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , тогда:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (47)$$

Временные сопротивления разрыву и допустимые напряжения материалов шин приведены, например, в /22/.

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, тогда:

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (48)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой:

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \frac{H}{(h+H)}, \quad (49)$$

где h — расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H — расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \times \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (50)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см^4 ;

q - поперечное сечение шины, см^2 .

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times i_{\text{уд}}^2 / a, \quad (51)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times l^2}{10 \times W}, \quad (52)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия /5/, см^3 .

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

Если каждая фаза выполнена из двух полос, то возникают усилия между полосами и между фазами. Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Для того чтобы уменьшить это усилие в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками $l_{\text{п}}$ выбирается

таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при к. з. не вызывали соприкосновения полос:

$$l_{\text{п}} = 0,216 \times \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_{\text{уд}}}} \sqrt[4]{\frac{E \times J_{\text{п}}}{k_{\text{ф}}}}, \quad (53)$$

Где $a_{\text{п}}$ - расстояние между осями полос, см;

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

$E = 7 \cdot 10^{10}$ Па - модуль упругости материала шин /5/;

$J_{\text{п}}$ - момент инерции полосы, см⁴;

$k_{\text{ф}}$ - коэффициент формы;

Механическая система две полосы - изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилий в результате механического резонанса. Исходя из этого величина $l_{\text{п}}$ выбирается еще по одному условию:

$$l_{\text{п}} = 0,133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{J_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}}, \quad (54)$$

где $m_{\text{п}}$ - масса полосы на единицу длины, кг/м.

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по ().

Сила взаимодействия между полосами в пакете из двух полос, Н/м:

$$f_{\text{п}} = \frac{k_{\text{ф}}}{4} \times i_{\text{уд}}^2 / b \times 10^{-7}, \quad (55)$$

где b - расстояние между полосами, см.

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос, МПа,

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \times l_{\Pi}^2}{12 \times W_{\Pi}}, \quad (56)$$

где l_{Π} - расстояние между прокладками, м;

W_{Π} - момент сопротивления одной полосы, см³.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times l^2 \times i_{\text{уд}}^2 / (a \times W_{\Phi}), \quad (57)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

W_{Φ} - момент сопротивления пакета шин, см³.

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (58)$$

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ($I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$).

Выбор гибких шин:

- проверка сечения на нагрев (по допустимому току) проводится по (43);
- проверка на термическое действие тока к.з. не производится, так как ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе /11/;
- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи к. з. для ЗРУ 10 кВ, ОРУ 35 и 220 кВ меньше 20 кА (см. таблицу 4) /4,5/.
- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше /5,10/.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (59)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \times U}{r_0 \times \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (60)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \times D, \quad (61)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \times E \leq 0,9 \times E_0. \quad (62)$$

4.2 Выбор и проверка гибких шин

ОРУ 220 кВ

Сборные шины, а также токоведущие части от сборных шин до вводов 220 кВ трансформаторов выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке (по п. 4. 1):

$I_{\max} = 248 \text{ А}$ - в цепи трансформаторов Т1, Т2 и 790 А - в цепи линейного выключателя.

По таблице 7. 35 /6/ принимаем провод АС-400/22, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 1,33 \text{ см}$, $I_{\text{доп}} = 830 \text{ А} > I_{\max} = 790 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=400 \text{ см}$.

Проверка по условиям коронирования:

начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right)$$

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,29 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \times D$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \times 400 = 504 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \times U}{r_0 \times \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}$$

$$E = \frac{0,354 \times 220}{1,33 \times \lg \frac{504}{1,33}} = 22,71 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \times E = 1,07 \times 22,71 = 24,3 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \times E_0 = 0,9 \times 31,29 = 28,2 \text{ кВ/см.}$$

то есть провод АС-400/22 по условиям короны проходит.

ОРУ 35 кВ:

Сборные шины, а также токоведущие части от сборных шин до вводов 35 кВ трансформаторов выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке (по п. 4. 1):

$I_{\max} = 1559 \text{ А}$ - в цепи трансформаторов Т1, Т2 и сборных шин.

По таблице 7. 35 /6/ принимаем два провода в фазе 2хАС-400/22, имеющие следующие параметры: радиус провода $r_0 = 1,33 \text{ см}$, $I_{\text{доп}} = 2 \times 830 \text{ А} = 1660 \text{ А} > I_{\max} = 1559 \text{ А}$.

4.3 Выбор и проверка жестких шин

Выбираем алюминиевые трубы для выполнения жесткой ошиновки в ОРУ 220 кВ над дорогой между выключателями и трансформаторами тока:

Наибольший расчетный ток - $I_{\max} = 984 \text{ А}$, поэтому принимаем по таблице 7.4 /6/ шины со следующими параметрами: $I_{\text{доп}} = 1040 \text{ А}$, внутренний и внешний диаметры соответственно - 45 и 50 мм, площадь сечения $q = 373 \text{ мм}^2$.

По условиям нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{\max} = 984 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1040 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

$$q = 373 \text{ мм}^2 \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

$$\frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{293,47 \times 10^6}}{91} = 188,25 \text{ мм}^2,$$

то есть шины проходят.

Длина шин $l = 8,2$ м, расположение шин горизонтальное, расстояние между фазами - $2,5$ м /5/.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times i_{уд}^2 / a$$

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times (18,87 \times 10^3)^2 / 2,5 = 24,67 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления:

$$W = \frac{\pi \times (D_{ш}^4 - d_{ш}^4)}{32 \times D_{ш}}, \quad (63)$$

где $D_{ш}$ - наружный диаметр шины, см;

$d_{ш}$ - внутренний диаметр шины, см.

$$W = \frac{\pi \times (5^4 - 4,5^4)}{32 \times 5} = 4,22 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times l^2}{10 \times W}$$

$$\sigma_{расч} = \frac{24,67 \times 8,2^2}{10 \times 4,22} = 39,3 \text{ МПа,}$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 75$ МПа для сплава АД31Т. Таким образом, шины механически прочны.

Выбираем алюминиевые шины для шинного моста, соединяющего Т с ЗРУ. Наибольший расчетный ток - 2488 А, поэтому принимаем двухполосные шины 2х(100х10); при расположении шин плашмя высота шины $b=1$ см, ширина $h=10$ см; сечение шин $q=20$ см²; $I_{\text{доп}} = 2860$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{\text{max}}=2488$ А $< I_{\text{доп}} = 2860$ А.

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q = 2000 \text{ мм}^2 \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

$$\frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{587,5 \times 10^6}}{91} = 266 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 > \frac{173,2}{l^2} \times \sqrt{\frac{J}{q}},$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

При расположении шин плашмя (полосы в пакете жестко связаны между собой) момент инерции:

$$J = \frac{b \times h^3}{6}, \quad (64)$$

$$J = \frac{1 \times 10^3}{6} = 166,67 \text{ см}^4,$$

отсюда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{166,67}{20}} = 2,5 \text{ м}^2.$$

$$l = 1,58 \text{ м.}$$

Принимаем $l = 1,5$ м, расстояние между фазами 0,8 м.

Момент инерции полосы:

$$J_{\Pi} = \frac{b^3 \times h}{12}, \quad (65)$$

$$J_{\Pi} = \frac{1 \times 10^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4.$$

Определяем расстояния между прокладками (коэффициент формы $k_{\phi} = 0,4$ /10/):

$$l_{\Pi} = 0,216 \times \sqrt{\frac{a_{\Pi}}{i_{\text{уд}}}} \sqrt[4]{\frac{E \times J_{\Pi}}{k_{\phi}}}$$

$$l_{\Pi} = 0,216 \times \sqrt{\frac{2}{45870}} \sqrt[4]{\frac{7 \times 10^{10} \times 0,83}{0,4}} = 0,88 \text{ м}$$

Массу полосы m_{Π} на 1 м определяем по /10/ - 2,7 кг/м, тогда масса полосы при длине 1,5 м - $2,7 \cdot 1,5 = 4,05$ кг.

$$l_{\pi} = 0,133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{J_{\pi}}{m_{\pi}}}$$

$$l_{\pi} = 0,133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{0,88}{4,05}} = 0,46 \text{ м,}$$

принимаем меньшее значение - $l_{\pi} = 0,46 \text{ м.}$

Число прокладок в пролете:

$$n = \frac{l}{l_{\pi}} - 1, \tag{66}$$

$$n = \frac{1,5}{0,46} - 1 = 2,26,$$

принимаем $n=3$.

При трех прокладках в пролете расчетный пролет:

$$l_{\pi} = \frac{l}{n+1} \tag{67}$$

$$l_{\pi} = \frac{1,5}{3+1} = 0,375 \text{ м.}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_{\pi} = \frac{k_{\phi}}{4} \times i_{уд}^2 / b \times 10^{-7}$$

$$f_{\pi} = \frac{0,4}{4} \times (45870)^2 / 0,01 \times 10^{-7} = 2104 \text{ Н/м}$$

Момент сопротивления полосы:

$$W_{\pi} = \frac{b^2 \times h}{6}, \quad (68)$$

$$W_{\pi} = \frac{1^2 \times 10}{6} = 1,67 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос:

$$\sigma_{\pi} = \frac{f_{\pi} \times I_{\pi}^2}{12 \times W_{\pi}}$$

$$\sigma_{\pi} = \frac{2104 \times 0,375^2}{12 \times 1,67} = 14,8 \text{ МПа.}$$

Момент сопротивления пакета шин:

$$W_{\phi} = \frac{b \times h^2}{3}, \quad (69)$$

$$W_{\pi} = \frac{1 \times 10^2}{3} = 33,3 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times I^2 \times i_{уд}^2 / (a \times W_{\phi})$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times 1,5^2 \times 45870^2 / (0,8 \times 33,3) = 3,08 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{расч} = 14,8 + 3,08 = 17,88 \text{ МПа,}$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 75$ МПа. Таким образом шины механически прочны.

Произведем выбор опорных и проходных изоляторов для ЗРУ 10 кВ.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила,

Н,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \times 1 \times 10^{-7}, \quad (70)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times \frac{45870^2}{0,8} \times 1,5 \times 10^{-7} = 683 \text{ Н.}$$

Принимаем опорные изоляторы ИО-10-3,75УЗ (по таблице 5.7 /6/), у которых $F_{\text{разр}} = 3150$ Н, $H = 120$ мм,

Расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

$$h = b + 0,5b, \quad (71)$$

$$h = 10 + 0,5 \cdot 10 = 15 \text{ мм.}$$

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} H / (h + H)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3150 \cdot 120 / (15 + 120) = 2000 \text{ Н} > 683 \text{ Н,}$$

следовательно, изоляторы удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н,

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \times 1 \times 10^{-7}, \quad (72)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{45870^2}{0,8} \times 1,5 \times 10^{-7} = 342 \text{ Н.}$$

Принимаем проходные изоляторы типа ИП-10/3150-3000 УЗ (по таблице 5.8 /6/), $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$, $I_{\text{доп}} = 3150 \text{ А} > I_{\text{max}} = 2488 \text{ А}$.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3000 = 18000 \text{ Н} > 342 \text{ Н},$$

следовательно, проходные изоляторы удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

Для поддержки гибких проводников в ОРУ 35 кВ принимаем по таблице 5.7 /6/ колонку из трех опорно-штыревых изоляторов ОНШ-35-2000 УХЛ1.

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

Электротехнические установки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

электроустановки выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими — более 500А — токами замыкания на землю);

электроустановки до 1 кВ с изолированной нейтралью;

электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называют трехфазную электрическую сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Под коэффициентом замыкания на землю понимается отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль генератора или трансформатора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Изолированной нейтралью называется нейтраль генератора или трансформатора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, защиты, измерения, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, которые имеют большое сопротивление.

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством. Такое соединение подразумевает под собой совокупность заземляющих проводников и заземлителя. Заземлитель — проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Заземление бывает:

молниезащитное — для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В основном одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно;

рабочее — для обеспечения нормальных режимов работы установки;

защитное — для обеспечения электробезопасности.

При подаче потенциала на заземлитель в точках земли, которые расположены в непосредственной близости от него возникнут потенциалы, измеряемые относительно удаленной точки. По мере удаления от места расположения заземлителя потенциал будет уменьшаться и в удаленных точках будет близок к нулю. Отсюда следует, что в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя (обычно достаточно расстояние в несколько десятков метров).

Крутизна кривой распределения потенциалов будет зависеть от проводимости грунта: чем меньше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление растекания – это сопротивление, которое оказывает току грунт и заземлитель. В практике вместо понятия сопротивление растекания используется термин «сопротивление заземлителя». Такое сопротивление определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Электрическая структура грунта в основном имеет вид выраженных слоев с разным сопротивлением и почти с горизонтальными границами. Удельное сопротивление в горизонтальном направлении обычно изменяется незначительно. В связи с интенсивностью выпадающих осадков, изменениями температуры и другими факторами, в верхнем слое до глубины около 3 м. наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления. В летнее время при высыхании грунта и в зимнее время при его замерзании сопротивление имеет большее значение. Чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств, необходимо обязательно измерять удельное сопротивление грунта. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще такие измерения проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при промерзании или высыхании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

В основном искусственные заземлители изготавливаются из стальных вертикальных электродов (стержней, труб, уголков) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 — 0,7 м. При таком способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения температуры и влажности грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

В основном устойчивость к коррозии электрода в земле определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для таких условий больше всего подойдут круглые стержни, которые имеют наибольшую толщину и наименьшую поверхность при равном сечении. Сопротивление растеканию электрода определяется его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуемая длина электродов из стального уголка 2,5 — 3 м, а вертикальных стержневых электродов 2 — 5 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 — 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. В основном заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, находящихся на относительно небольших расстояниях друг от друга. Это увеличивает сопротивление заземлителя и вызывает экранирование, приводящее к относительному уменьшению объема грунта при растекании тока с каждого электрода.

Сопротивление заземлителя из n параллельно заключенных электродов находится по формуле:

$$R_3 = \frac{R_э}{K_i \times n}$$

(73)

Где K_i — коэффициент использования электрода, который уменьшается с увеличением числа электродов и уменьшением расстояний между ними.

Увеличение числа вертикальных электродов при тех же размерах ряда или контура приводит к незначительному уменьшению сопротивления растеканию.

Расчет заземляющих устройств

Заземлители делятся на:

1 Простые - выполняются в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчет простых заземлителей осуществляется методом коэффициента использования.

2 Сложные - выполняются в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_r горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

В роли расчетной можно принять двухслойную модель неоднородной земли с удельным сопротивлением слоев — верхнего p_1 толщиной h_1 и нижнего p_2 .

Расчет удельного эквивалентного электрического сопротивления земли (грунта) производится по формуле:

$$p_3 = p_1 \times \left(1 - e^{-\alpha \frac{h_1}{\sqrt{s}}} \right) + p_2 \times \left(1 - e^{-\beta \frac{\sqrt{s}}{h_1}} \right)$$

(74)

где h_1 – толщина верхнего слоя земли, м;

p_1, p_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев земли, Ом м;

α, β - коэффициенты:

при $p_1 > p_2$ $\alpha = 3,6$ $\beta = 0,1$;

при $p_1 < p_2$ $\alpha=1,1$ $\beta=0,3$.

Сопротивление вертикального электрода, находящегося в двухслойной земле или же в однородной, но с учетом промерзания или высыхания верхнего слоя, находится по формуле:

$$r_B = \frac{0,366 \times \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_1 + l_B}{4t_1 - l_B} \right)}{11/p_1 + 12/p_2}$$

(75)

где l_1, l_2 - части электродов, находящиеся в верхнем и нижнем слоях земли, м;

p_1, p_2 - удельные сопротивления соответственно верхнего и нижнего слоев земли, Ом • м;

d — внешний диаметр электродов, м;

l_B - длина электрода, м;

t_1 — глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

Сопротивление растеканию горизонтального полосового электрода находится по формуле:

$$r_\zeta = \frac{0,366p}{l} \ln \frac{2l^2}{bt}$$

(76)

где b - ширина полосы, м;

l — длина полосы, м;

t — глубина заложения, м.

Далее найдем сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов и число вертикальных электродов по формуле:

$$R_3 = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} \quad (77)$$

ПС Левобережная находится в Еврейской автономной области, где литологический разрез представлен следующими слоями (сверху вниз):

Суглинки буровато-коричневые маловлажные мощностью 1 метр ($\rho_1 = 100$ Ом м).

Глины серого цвета маловлажные и полутвердые мощностью 5 метра ($\rho_2 = 70$ Ом м);

Удельное эквивалентное электрическое сопротивление грунта находится по формуле:

$$\rho_3 = 100 \times \left(1 - e^{-3,6 \times \frac{1}{\sqrt{30000}}} \right) + 70 \times \left(1 - e^{-0,1 \frac{\sqrt{30000}}{1}} \right) = 72,45 \text{ Ом м}$$

где S – площадь подстанции = 30000 м^2

Вертикальный электрод примем длиной 3 метра, диаметром 0.012 метра. Электрод будет погружен в грунт на глубину 0.5 метров от поверхности земли.

Тогда сопротивление вертикального электрода находится по формуле:

$$r_B = \frac{0,366 \times \left(\ln \frac{2 \times 3}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 2 + 3}{4 \times 2 - 3} \right)}{0,5/100 + 2,5/70} = 59,41 \text{ Ом}$$

На ПС Левобережная принимаем 60 вертикальных электродов. Коэффициент использования вертикальных электродов 0,67.

Общее сопротивление всех электродов будет равно:

$$R_B = \frac{59,41}{0,67 \times 60} = 1,48 \text{ Ом}$$

Горизонтальные элементы заземлителя выполнены из полосовой стали 30 × 4 и укладываются на глубине 0.5 метров. По всей территории ПС протяженный заземлитель составляет 1580 метров. Сопротивление растеканию горизонтального полосового электрода находим по формуле:

$$r_r = \frac{0,366 \times 100}{1580} \ln \frac{2 \times 1580^2}{0,03 \times 2} = 0,33$$

Общее сопротивление заземлителя с учетом импульсного коэффициента равно:

$$R_{II} = \alpha_{II} \frac{R_B R_r}{R_B + R_r} \quad (78)$$

$$R_{II} = 0,9 \frac{1,48 \times 0,33}{1,48 + 0,33} = 0,29 \text{ Ом}$$

где α_{II} - импульсный коэффициент заземлителя зависящий от типа заземлителя, удельного сопротивления грунта. Для грунта с удельным сопротивлением до 100 Ом м $\alpha_{II} = 0,9$.

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В

$$U_3 = R_{II} \times I_3 \quad (79)$$

$$U_3 \leq 0,29 \times 9000 = 2661 < 5000 \text{ В}$$

где I_z – расчетный ток замыкания на землю

Далее заземляющее устройство проверяется на напряжение прикосновения. Оно не должно превышать 360 кВ.

Напряжение прикосновения найдем по формуле:

$$U_{пр} = k_{\Pi} \times U_3$$

(80)

где k_{Π} – коэффициент прикосновения, который определяется по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M \times \beta}{\left(\frac{l_B \times L_{\Gamma}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}}$$

(81)

$$k_{\Pi} = \frac{0,56 \times 0,4}{\frac{3 \times 1580}{9 \times \sqrt{21000}}} = 0,1253$$

где M – параметр, зависящий от $P1/P2$, при отношении $100/70$ $M = 0,56$

a – расстояние между вертикальными заземлителями равное $3l_B$, м;

l_B – длина вертикального заземлителя, м;

L_{Γ} – длина полосы, м;

S – площадь подстанции, m^2 ;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней. Его мы найдем по формуле:

$$\beta = \frac{R_{ч}}{(R_{ч} - R_c)}$$

(82)

$$\beta = 1000 / (1000 - 1,5 \times 1000) = 0,4$$

где $R_{ч}$ - сопротивление человека = 1000 Ом; R_c – сопротивление растеканию тока от ступеней в землю,

$$R_c = 1,5 \times P_{вс}, P_{вс} - \text{удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом м.}$$

По итогу находим напряжение прикосновения по формуле:

$$U_{пр} = 0,1253 \times 2661 = 333,5 \text{ В} < 360 \text{ В}$$

Расчет молниезащитных устройств.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, ожидаемого количества поражений молнией в год, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Осуществить защиту от прямых ударов молний можно с помощью молниеотводов различного вида. Молниеотводы делятся на:

- Тросовые - используют в основном для защиты длинных и узких сооружений;
- Стержневые – наиболее применяемые молниеотводы;
- Комбинированные – например, тросово-стержневые
- Сетчатые - защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Молния поражает наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. На этом свойстве молнии и основано защитное действие молниеотвода. Более низкое здание по сравнению с молниеотводом по высоте практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Под зону защиты молниеотвода принимается та часть пространства вокруг молниеотвода, которая обеспечивает 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. Зоны защиты подразделяются на два типа:

Зона А - обладает степенью надежности 99,5% и выше;

Зона Б - обладает степенью надежности 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, находящегося на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта. Тип зоны защиты защищаемого объекта определяется в зависимости от полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год и от категории устройства молниезащиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

Зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Это зависит от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов. Проектировщиком производится оценка надежности молниезащиты на различных высотах. При необходимости он уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, представляющей 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 для зоны А:

$$h_0 = 0,85h;$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right);$$

(83)

где r_0 - радиус основания конуса на уровне земли, м;

h_0 - вершина конуса зоны защиты, м;

h_x - высота защищаемого сооружения, м;

r_x - радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м.

В плане зона защиты одиночного стержневого молниеотвода графически изображается окружностью соответствующего радиуса, у которой центр окружности находится в точке установки молниеотвода. Для двойного стержневого молниеотвода, высотой до 150 м и расстоянием между молниеотводами, равное L , зона защиты будет отличаться от одиночного (рис.?). Зона защиты между двумя стержневыми молниеотводами имеет гораздо большие размеры, чем сумма зон защиты двух одиночных молниеотводов. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной (рис. 8), а остальные ее части называются торцевыми.

По расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов, можно определить очертания торцевых частей зоны защиты.

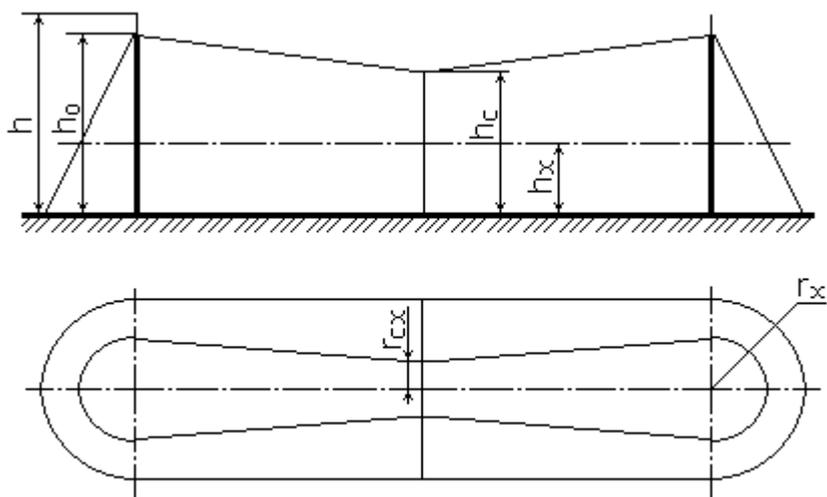


Рисунок 8 – Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

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.

Сверху совместная часть зоны защиты ограничивается ломаной линией, построенной по трем точкам: две из них находятся на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$\left. \begin{aligned} h_c &= h_0 - (0,17 + 3 \times 10^{-4}h)(L-h); \\ r_{cx} &= r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \end{aligned} \right\} \quad (84)$$

где h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

L - расстояние между молниеотводами, м;

r_{cx} — ширина горизонтального сечения совместной зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м;

r_c — ширина совместной зоны на уровне земли, м.

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

Если выполняется неравенство $r_{cx} > 0$, то двойные стержневые молниеотводы будут иметь совместную зону защиты. В такой ситуации конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной $2r_{cx}$, которое лежит посередине между молниеотводами.

Если территория подстанции достаточно большая, то объекты будут защищаться несколькими молниеотводами. Чтобы определить внешние границы зоны защиты многократных молниеотводов, нам нужно использовать те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. В связи с этим, для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Главным 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 (83) получим радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли. Зоны защиты необходимо построить на высотах:

17 м для порталов ОРУ 220кВ;

7,5 м для порталов ОРУ 35кВ;

5 м для остального оборудования.

Результаты расчета сведены в таблицу 23.

Таблица 11 – Радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли.

Зона защиты	Высота h_x , м		
	17	7,5	5
А	10,91	22,3	25,58

Для расчета зоны защиты двойного стержневого молниеотвода используем формулы (84). Результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 12 – Габариты зоны защиты двойных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина горизонтального сечения r_{cx} на высоте h_x , м		
		17	7,5	5
3-4	75,0	1,68	11,66	22,86
4-10	62,5	5,01	13,88	23,84
10-9	32,5	10,62	17,62	25,49
9-11	65,0	4,4	13,47	23,66
11-12	62,5	5,01	18,88	23,84
12-8	70,0	3,11	12,61	28,28
8-5	91,5	0,2	7,71	21,12
5-3	52,5	7,18	15,30	24,48
1-3	57,0	-	14,70	24,21
1-2	92,0	-	7,56	21,06
2-6	78,5	-	10,93	22,54
6-7	91,0	-	7,85	21,19
7-12	88,5	-	8,54	21,49

6. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

6.1 Назначение оперативного тока

Ко вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;

измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;

контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;

защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование;

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный, ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Оперативный ток используется для:

Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление — или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например, в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и

устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Масляные выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения масляного выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

6.2 Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с

электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

6.3 Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

Аккумуляторы типа СК (стационарные, допускающие кратковременный режим разряда) размещаются в открытых сосудах.

Для аккумуляторов типа СК-16 и меньше используют стеклянные сосуды, аккумуляторы больших номеров размещают в деревянных, выложенных свинцом, и керамических сосудах.

Аккумуляторы типа СН (стационарные, с намазными пластинами) размещаются в герметически закрытых сосудах. Благодаря этому их можно устанавливать в одном помещении с другим электрооборудованием. Эти аккумуляторы могут работать в режиме длительного (например, десятичасового) и кратковременного (вплоть до одноминутного) разряда. Кроме того, в электроустановках находят применение железоникелевые аккумуляторные батареи из элементов НЖ и ТНЖ.

Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. Благодаря этому в наиболее ответственные периоды работы объекта в течение необходимого времени (0,5—

2,0 ч) обеспечивается действие релейной защиты, автоматики и тому подобных устройств.

Из-за своей высокой стоимости и сложности в эксплуатации АБ устанавливают на наиболее важных объектах—электростанциях и больших подстанциях. На подстанциях 500 кВ и выше устанавливают по две батареи; на электростанциях общей мощностью свыше 200 МВт устанавливают по две и более аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением масляных выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока —0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

6.4 Расчет аккумуляторных батарей

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

Таблица 13 – Расчетная нагрузка

Вид потребителя	Расчетная нагрузка, А	
	Аварийный режим до 30 мин	Наибольший толчковый ток (в конце разряда)
Постоянная нагрузка	20	20
Аварийное освещение	135	135
Привода выключателей	-	205
Расчетные величины	155	360

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда,

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}$$

$$n = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ элементов}$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах; $U_{пз}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда.

Типовой номер батареи выбирается по формуле

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}$$

(85)

где $I_{ав}$ – ток в аварийном режиме по табл. 20;

Типовой номер АБ равен по (85)

$$N=1,05 \times \frac{155}{24} = 6,46 \quad - \text{принимаем СК-8.}$$

Проверим по максимальному толчковому току по 7.4 /1/

$$46 \times N \geq I_{T \max}$$

(86)

$$46 \cdot 8 = 368 \geq 360$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{T \max}}{N}$$

(87)

$$I_{p(N=1)} = \frac{360}{8} = 45$$

Напряжение на аккумуляторе примем равным 85%. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле равной 5%, то напряжение на приводах будет 80%. По табл. 7.1 допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Учитывая возможные разряды, ток подзаряда принимаем $0,15 \times N$, тогда ток подзаряда равен:

$$I_{пз} \geq 0,15 \times N + I_{п} = 0,15 \times 8 + 20 = 21,2$$

А

(88)

где I_p – ток постоянной нагрузки.

Напряжение подзаряда определяется:

$$U_{пз} = 2,2 \times n$$

(89)

$$U_{пз} = 2,2 \times 108 = 238 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80.

На подстанции установлены батареи GB1 (без дополнительных элементов), подзарядно-зарядные агрегаты VS1, VS2. Аккумуляторные батареи собраны из свинцовых кислотных аккумуляторов типа СК-8. Щит постоянного тока собран из комплектных панелей постоянного тока.

Шины щита разделены на две (I и II) секции. Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели серий А3733С и АК63. Эти автоматические выключатели выполняют функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света УМС, контроля изоляции УКИ и контроля уровня напряжения УКН.

В нормальном режиме постоянная нагрузка питается от подзарядного устройства, которое одновременно служит для подзаряда всей батареи. В этом режиме на шинах управления напряжение равно $2,15 \times 108 = 232$ В. При разряде до 1,8 В на элемент напряжение снижается до 195 В. При заряде напряжение на каждом элементе поднимается до 2,35 В. Для того чтобы в этом случае напряжение на шинах управления не превышало допустимого значения 230-235 В, выполняется дополнительная отпайка от 100-го элемента.

В качестве источников выпрямленного тока применяются различного рода полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. Источники выпрямленного тока могут быть подразделены на три основные группы: источники для заряда и подзаряда; источники оперативного

тока, питающие цепи управления, автоматики, защиты, а также аварийной и предупреждающей сигнализации и т. п.; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

На ПС Левобережная в качестве подзарядно-зарядных агрегатов использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП-380/260-40/80. Он состоит из следующих основных элементов: силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами, блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорov изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения.

Этот агрегат питается от трехфазной сети СН напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380—260 В, номинальный выпрямленный ток 40—80 А. Агрегат, собранный на полупроводниковых (кремниевых) элементах, предназначен для питания установок постоянного тока на подстанциях всех категорий и может быть применен для зарядки АБ, а также для формовки отдельных аккумуляторов. Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока (стабилизация напряжения 260—380 В) 17 кВт, в режиме (стабилизация напряжения 220—260 В) — 23 кВт. Коэффициент мощности устройства $\cos \varphi$ равен 0,86; КПД— 90%.

7 ВЫБОР И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Общие положения

В процессе эксплуатации электроэнергетических систем возникают повреждения отдельных ее элементов. Наиболее опасными и частыми видами повреждений являются короткие замыкания между фазами электрооборудования и однофазные короткие замыкания на землю. В трансформаторах и электрических машинах имеют место и витковые замыкания. Вследствие возникновения короткого замыкания нарушается нормальная работа электроэнергетической системы, что создает ущерб для потребителей.

Протекание токов коротких замыканий также приводит к термическому и динамическому повреждению элементов энергосистемы. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения развития аварии устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие:

- надежное отключение всех видов повреждений;

- чувствительность защиты;
- избирательность (селективность действия) – отключение только поврежденных участков;
- простота схем;
- быстродействие;
- наличие сигнализации о повреждениях.

Однако одной релейной защиты бывает недостаточно для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения. Поэтому дополнительно предусматриваются устройства автоматического повторного включения (АПВ) и устройства автоматического включения резерва (АВР). Первое устройство предназначено для повторного включения линии электропередачи, так как большинство повреждений после быстрого отключения самоустраняется. Второе устройство позволяет подключить резервный источник питания при выходе из строя основного источника.

Кроме этого также применяются устройства АЧР (автоматической частотной разгрузки), устройства автоматического регулирования напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), специальные устройства противоаварийной автоматики (САОН), устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ).

Ниже рассматриваются расчеты релейной защиты для трансформаторов 220/35/10 кВ, а также для секционного и вводного выключателей, напряжением 10 кВ.

7.2 Выбор видов РЗ и А для трансформаторов связи и расчет уставок

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы /11/:

- 1) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 2) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 3) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

- 4) витковых замыканий в обмотках;
- 5) понижения уровня масла;
- 6) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

Перечень защит, установленных на трансформаторе /14,15,17,18/:

- дифференциальная в трехфазном трехрелейном исполнении с реле ДЗТ-21 с питанием от встроенных в Т и от выносных трансформаторов тока;

- токовая направленная обратной последовательности от внешних несимметричных к. з. и дополнительная к ней максимальная токовая на стороне 220 кВ с пуском по напряжению на стороне 10 кВ от симметричных к. з. с питанием от встроенных в Т трансформаторов тока;

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению на стороне 220, 35, 10 кВ с питанием от встроенных в Т трансформаторов тока от внешних к. з.;

- токовая от замыканий на землю на стороне 35 кВ с питанием от встроенных трансформаторов тока;

- защита от замыканий в цепи 10 кВ Т.

- защита от перегрузки на стороне 220 кВ и в нейтрали автотрансформатора.

Перегрузки обычно бывают симметричными. Поэтому токовые защиты от перегрузок выполняются реле тока, включенным на ток одной фазы. Защиты работают с выдержкой времени, большей выдержек времени защит от КЗ, на сигнал. На трансформаторах с двусторонним питанием возможна передача энергии со стороны СН на стороны ВН и НН или со стороны ВН – СН и НН. В таких случаях может перегружаться общая часть обмотки, даже когда токи сторон ВН и НН меньше номинальных. Поэтому защита должна также предусматриваться на общей части обмотки (в нейтрали). Со стороны СН защита не устанавливается, так как ток этой стороны не характеризует перегрузку обмоток.

- газовая (для защиты от повреждений внутри бака и в контакторном отсеке РПН) и контроль температуры масла – от повреждений внутри бака трансформатора и перегрузки трансформатора;

- защита от неполнофазного режима.

Учитывая специфичность ОРУ 220 кВ подстанции и способ ее присоединения к сети не устанавливаем токовую защиту нулевой последовательности и дистанционную защиту на стороне 220 кВ, заменяя ее комплектом направленной ВЧ защиты на линейном выключателе 220 кВ (ПДЭ2801).

Газовая защита:

Для защиты трансформатора от внутренних повреждений применяется реле типа РГЧЗ-66 (1 газовое реле в баке с двумя контактами на отключение и сигнал и три газовых реле для защиты избирателей РПН).

Продольная дифференциальная защита от всех видов повреждений внутри бака и на выводах с реле типа ДЗТ-21:

Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) на стороне среднего напряжения в пределах $\pm 12\%$ от номинального.

Расчет продольной дифференциальной защиты производится в следующем порядке /17,18/:

Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его проходной мощности.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}, \quad (90)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – проходная мощность, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ.

По этим токам определяют вторичный ток в плечах защиты.

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \times k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}}, \quad (91)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы (для соединения трансформаторов тока в звезду - 1, при соединении трансформаторов тока в треугольник - $\sqrt{3}$);

K_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Далее выбирается номинальный ток ответвления трансреактора реле ТАУ для основной стороны $I_{отв.ном.осн.}$ (за основную принимается сторона 220 кВ, на которой вторичный ток в плече защиты примерно равен номинальному току ответвления трансреактора реле), А, так, чтобы

$$I_{отв.ном.осн.} \leq I_{ном.в.осн.}, \quad (92)$$

где $I_{ном.в.осн.}$ - вторичный ток в плече защиты на этой стороне, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора.

Расчетный ток ответвления ($I_{отв.расч.неосн.}$) трансформаторов тока на неосновных сторонах определяется из выражения:

$$I_{отв.расч.неосн.} = I_{ном.в.неосн.} \times \frac{I_{отв.ном.осн.}}{I_{ном.в.осн.}}, \quad (93)$$

где $I_{ном.в.неосн.}$ - вторичный ток в плече защиты на рассматриваемой неосновной стороне.

Тип трансформаторов тока, которые включаются в плече защиты; номинальный ток используемого ответвления трансформаторов тока, к которому подводятся вторичные токи в плече защиты; номер используемого ответвления трансформаторов тока, к которому подводятся вторичные токи в плече защиты; номер используемого ответвления трансформаторов тока, к которому подключается реле; номинальный ток используемого ответвления трансформаторов тока, к которому подключается реле; номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на неосновных сторонах; номер

используемого ответвления трансреактора реле выбираются по таблице П5.4. /18/.

Расчетный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле, A , рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{отв.торм.расч.}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{k_T}, \quad (94)$$

где k_T – коэффициент трансформации трансформаторов типа ТДТН-25000/220/35/10-70У1.

Далее выбирается ток принятого ответвления приставки и промежутков трансформатора тока ($I_{\text{отв.торм.ном.}}$) из неравенства

$$I_{\text{отв.торм.ном.}} \leq I_{\text{отв.торм.расч.}} \quad (95)$$

Принимаются ответвления с номинальным током, равным расчетному или ближайший меньший.

Затем выбирается номер используемого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока реле по таблице П5.2. /18/.

Номинальный ток принятого ответвления приставки, установленной в цепях защиты со стороны 220 кВ, равный 5 А, больше расчетного. Такое превышение возможно, так как связанное с этим уменьшение торможения компенсируется в дальнейшем выбором увеличенного значения коэффициента торможения.

Определяем первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения».

$$I_{\text{торм.нач. II}} = 0,5 \times I_{\text{ном}} \times \left(k_{\text{ток I}} \times \frac{I_{\text{отв.торм. I}}}{I_{\text{отв.торм.расч. I}}} + k_{\text{ток II}} \times \frac{I_{\text{отв.торм. II}}}{I_{\text{отв.торм.расч. II}}} + k_{\text{ток III}} \times \frac{I_{\text{отв.торм. III}}}{I_{\text{отв.торм.расч. III}}} \right)$$

(96)

где $k_{\text{ток I}}$, $k_{\text{ток II}}$, $k_{\text{ток III}}$ – коэффициент токораспределения для сторон I, II, III.

Ток небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения» определяется по выражениям:

$$I_{\text{нб.торм.нач.}} = (I'_{\text{нб.торм.нач.}} + I''_{\text{нб.торм.нач.}} + I'''_{\text{нб.торм.нач.}})$$

(97)

$$I'''_{\text{нб.торм.нач.}} = \left| \frac{I_{\text{отв.расч.}} - I_{\text{1отв.ном.}}}{I_{\text{1отв.расч.}}} - \frac{I_{\text{2отв.расч.}} - I_{\text{2отв.ном.}}}{I_{\text{2отв.расч.}}} \right| \times I_{\text{торм.нач. II}} \quad (98)$$

Определим первичный минимальный ток срабатывания защиты (ее чувствительность) по следующим условиям:

1. Отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующему «началу торможения».

$$I_{\text{с.з. min}} \geq k_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.торм.нач.}} \quad (99)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5

2. Отстройки от тока небаланса переходного режима внешнего к.з.

$$I_{\text{с.з. min}} = 0,3 \times I_{\text{ном}} \quad (100)$$

За расчетное принимаем большее из полученных значений.

Относительный максимальный ток срабатывания реле определяется из выражения:

$$I_{c.p.min} = \frac{I_{c.z.min} \times k_{cx}}{K_I \times I_{отв.ном.}} \quad (101)$$

Определяем коэффициент торможения защиты.

$$k_{торм} = \frac{k_{отс} \times I_{нб.расч.} \times \frac{I_{ном.в.осн.}}{I_{отв.кон.осн.}} - I_{c.p.min}}{0,5 \times \sum I_{торм.расч.} \times \frac{I_{отв.торм.расч.}}{I_{отв.торм.ном}}} \quad (102)$$

Уставка отсечки определяется из выражения:

$$I_{c.отс} = 6 \cdot I_{отв.ном.} \quad (103)$$

Расчет чувствительности дифференциальной защиты, выполненной с реле типа ДЗТ-21, производить не требуется, так как защита обеспечивается с большим запасом.

На основании указаний /18/ выбраны и проверены следующие трансформаторы тока (с учетом различных соединений трансформаторов тока для разных защит, перегрузочной способности АТС, требований релейной защиты).

Для цепей дифференциальной защиты:

ТВТ-220-I-750/5;

ТВТ-10-I-3000/5;

Для цепей токовых защит:

ТВТ-220-I-600/5;

ТВТ-10-I-5000/5;

Максимальная токовая защита автотрансформатора

- на стороне 10 кВ

Так как номинальный ток T на стороне 10 кВ больше расчетной нагрузки, то для повышения чувствительности первичный ток срабатывания защиты определим по условию отстройки от максимальной нагрузки

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \times I_{max}, \quad (104)$$

где $k_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_B=0,8$ – коэффициент возврата реле.

По формуле (104) находим:

$$I_{max}=1150 \text{ А},$$

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \times I_{max} = \frac{1,2}{0,8} 1150 = 1865 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания в конце защищаемой зоны:

$$k_{ч} = \frac{I_{kmin}}{I_{с.з.}} > 2, . \quad (105)$$

$$k_{ч} = \frac{I_{kmin}}{I_{с.з.}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7196}{1865} = 3,85 > 2,$$

таким образом можно не применять пуск минимального напряжения на стороне 10 кВ Т.

Ток срабатывания реле определяется как

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{ср}} \times \frac{k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}}, \quad (106)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы;

K_{I} – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ток срабатывания реле на стороне 10 кВ (при коэффициенте схемы, учитывающем соединение трансформаторов тока $K_{\text{сх}} = 1$)

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{ср}} \times \frac{k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}} = 1865 \times \frac{1}{5000/5} = 1,9 \text{ А.},$$

$$I_{\text{ср}} = 1865 \times \frac{1}{5000/5} = 1,9 \text{ А.}$$

принимаем реле РТ-40/2.

Защита на стороне ВН.

МТЗ с минимальным пуском напряжения устанавливается на стороне ВН трансформатора (дополнение к токовой защите обратной последовательности для действия при КЗ между фазами).

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \times I_{\text{ном}}, \quad (107)$$

где $k_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{в}=0,8$ – коэффициент возврата реле.

По формуле (106) находим

$$I_{номВ}=314 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \times I_{ном}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,8} \times 314 = 471$$

Первичное напряжение срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

- для минимального реле напряжения типа РН-54 как комбинированного, так и минимального пуска напряжения, исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего короткого замыкания,

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\min}}{k_{отс} \times k_{в}}; \quad (108)$$

- отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}}, \quad (109)$$

где $U_{\min}=(0,9 - 0,85) \cdot U_{ном}$ – межфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего к.з.;

$U_{зап}=0,7 \cdot U_{ном}$ – межфазное напряжение в месте установки защиты в

условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при

включении их

от АПВ или АВР;

$k_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_B=1,2$ – коэффициент возврата реле.

По формулам (107) и (108) находим

$$U_{сз} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} \times k_B};$$

$$\frac{U_{min}}{k_{отс} \times k_B} = \frac{0,85 \times 10}{1,2 \times 1,2} = 5,9 \text{ кВ};$$

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}};$$

$$\frac{U_{зап}}{k_{отс}} = \frac{0,7 \times 10}{1,2} = 5,83 \text{ кВ}.$$

Принимаем напряжение срабатывания защиты 5,83 кВ (вторичное 58,3 В).

Для фильтра реле напряжений обратной последовательности типа РНФ-1М комбинированного пучка напряжений, исходя из минимальной уставки устройства (6 В междуфазных)

$$U_{сз} = 0,06 \times U_{ном} \tag{110}$$

По формуле (109) находим:

$$U_{сз} = 0,06 \times U_{ном}$$

$$U_{сз} = 0,06 \times 10 = 0,6 \text{ кВ}$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{k min}}}{I_{\text{с.з.}}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{978}{471} = 2,08 > 2$$

Ток срабатывания реле определяется как

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{ср}} \times \frac{k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}}$$

$$I_{\text{ср}} = 978 \times \frac{1}{600/5} = 8,15 \text{ А}$$

принимаем РТ-40/10.

Время срабатывания защиты

- 1 ступень - принимаем $t_{\text{сз}} = 3,1 \text{ с}$ - отключение секционного выключателя 110 кВ.

- 2 ступень - принимаем $t_{\text{сз}} = 3,5 \text{ с}$ - отключение выключателя 110 кВ Т (или обходного выключателя).

- 3 ступень - принимаем $t_{\text{сз}} = 3,9 \text{ с}$ - отключение Т.

Защита от симметричной перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки (действующей на сигнал) определяется по выражению /18/:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{ном}} , \tag{111}$$

где $I_{\text{с.р.}}$ – ток срабатывания реле;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата реле равный 0,8;

Ток срабатывания защиты

На стороне 220 кВ

$$I_{c.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном}$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,05}{0,8} \times 314 = 412 \text{ А}$$

ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.} \times K_{сх}}{K_I}$$

$$I_{c.р.} = \frac{412 \times 1}{600/5} = 3,4 \text{ А}$$

принимаем реле РТ-40/6.

В нейтрали (на разность номинальных токов сторон СН и ВН):

$$I_{c.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном}$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,05}{0,8} \times (596 - 314) = 3, \text{ ,}$$

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.} \times K_{сх}}{K_I} ,$$

$$I_{c.р.} = \frac{370 \times 1}{600/5} = 3,08 \text{ А}$$

принимаем реле РТ-40/6.

Выдержка времени 9 с.

Защиту от замыканий на землю на стороне низшего напряжения трансформаторов выполняем с помощью максимального реле типа РН-53/60Д. Напряжение срабатывания принимается минимально возможным для данного реле, т. е. 15 В. Выдержка времени 9 с (защита действует на сигнал).

Расчет токовой защиты нулевой последовательности

Защита выполняется трехступенчатой, однако так как первые две ступени отстраиваются от токов срабатывания защит смежных линий будем рассчитывать только ток срабатывания третьей ступени

Расчет выполняем в соответствии с /20/.

Первичный ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{0С.3} = k_{0ТС} \cdot I_{0НБ} = 0.5 \cdot I_{НОМ.ТР}, \quad (112)$$

где $I_{0НБ}$ – ток небаланса в нулевом проводе трансформатора тока в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами, А;

$k_{0ТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1.25;

$I_{НОМ.ТР}$ – номинальный ток силового трансформатора, А.

Чувствительность реле тока защиты определяется по выражению

$$k_{ч} = \frac{3I_{03}}{I_{0С.3}}, \quad (113)$$

где $3I_{03}$ – утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ на землю одной фазы в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока.

Чувствительность третьей ступени проверять не будем, так как, как правило, она обеспечивается с большим запасом /20/.

Время срабатывания защиты

-1 ступень -принимаем $t_{с.з} = 0,5$ с - отключение секционного выключателя 35 кВ.

-2 ступень -принимаем $t_{с.з} = 0,9$ с - отключение выключателя 35 кВ Т (или обходного выключателя).

-3 ступень -принимаем $t_{с.з} = 1,3$ с - отключение Т.

Принимаем реле времени РВ-133, оперативный ток – постоянный, уставка по времени 0,5-9 с, РВ-134.

Защита шин 220 кВ

Опыт эксплуатации показывает, что, несмотря на благоприятные условия для надзора и ухода за элементами РУ электростанций и ПС, повреждения на их шинах все же имеют место. К числу наиболее характерных причин, вызывающих к.з. на шинах, следует отнести: перекрытие шинных изоляторов и выводов выключателей; повреждение трансформаторов напряжения и установленных между шинами и выключателями трансформаторов тока; ошибка обслуживающего персонала при переключениях в РУ.

По условиям устойчивости, особенно в сетях 110 – 500 кВ, обычно требуется мгновенное отключение межфазных к.з. на шинах. В таких случаях появляется необходимость в применении специальных защитах шин, способных отключить повреждения на них без выдержки времени.

На ПС предусмотрена дифференциальная защита ошиновки 220 кВ, принятая на реле РНТ-565 (РСТ-15, ДЗТ-11) или любой типовой полупроводниковой панели дифференциальной защиты шин.

Быстрое отключение к.з. на шинах сочетается с автоматическим повторным включением шин (АПВ). Опыт эксплуатации показывает, что некоторая часть к.з. на шинах имеет переходящий характер и при быстром отключении не восстанавливается после повторного включения.

При автоматической ликвидации повреждений отмечаются отдельные случаи отказа в действии релейной защиты или выключателей. Подобные отказы могут вызвать тяжелые аварии, сопровождающиеся массовыми повреждениями оборудования (не рассчитанного на длительное прохождение

сверхтоков к.з.), нарушением электроснабжения потребителей из-за понижения напряжения и нарушения устойчивости энергосистемы.

Автоматика на ОРУ 220 кВ..

Автоматика выполнена в следующем объеме:

- автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой у трансформаторов;
- автоматическое повторное включение масляных и элегазовых выключателей 220, 35 и 10 кВ от цепей несоответствия;
- автоматика обогрева ящиков зажимов, релейных шкафов, элегазовых выключателей 220;
- автоматическое включение секционного выключателя 220 кВ (необходим контроль синхронизма);

Управление масляными выключателями 220, 35 и 10 кВ осуществляется дистанционно со щита управления.

7.3 Выбор видов РЗ и А для секционного и вводного выключателей 10 кВ и расчет уставок

В качестве устройства защиты применяем СПАС 801 (801.2 - для секционного выключателя, 801.3 - для вводного выключателя).

Согласно ПУЭ /11/ выбираем следующие виды РЗ и А:

- для вводного выключателя - максимальную токовую защиту в трехфазном исполнении без АПВ ввода;
- для секционного выключателя, отключенного в нормальном режиме, максимальную токовую защиту в двухфазном исполнении и АВР при отключении одного из вводов Т.

Кроме этого необходима установка АЧР и ЧАПВ на выключателях линий 10 кВ, а также дуговой защиты для защиты шин.

Оценим целесообразность установки “земляной защиты”, определив емкостный ток замыкания на землю по формуле:

$$I_{\text{емк}} = \frac{n \times U \times I_{\text{каб}}}{10} + \frac{n \times U \times I_{\text{ВЛ}}}{350}, \quad (114)$$

где $n = 8$ - количество линий, отходящих от ЗРУ;

$U = 10$ кВ - номинальное напряжение электроустановки;

$I_{\text{каб}} = 0,130$ км - длина кабельной вставки;

$I_{\text{ВЛ}} = 3 \div 6$ км - диапазон длин воздушных линий, отходящих от ЗРУ.

Отсюда:

$$I_{\text{емк}} = \frac{U \times I_{\text{каб}}}{10} + \frac{U \times I_{\text{ВЛ}}}{350}$$

$$I_{\text{емк}} = \frac{8 \times 10 \times 0,130}{10} + \frac{8 \times 10 \times 6}{350} = 3,62 \text{ А},$$

так как емкостный ток замыкания на землю меньше 5 А, то земляную защиту можно не устанавливать.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты, А, определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} \times k_{\text{с.з.}}}{k_{\text{в}}} \times I_{\text{р. max}}, \quad (115)$$

где $I_{\text{р. max}}$ – максимальный рабочий ток на расчетный период времени, А;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для SPAC 801 принимается равным 1,1;

$k_{\text{с.з.}}$ - коэффициент, учитывающий самозапуск заторможенных двигателей (принимается равным $k_{\text{с.з.}} = 1,25$ – для обобщенной сельскохозяйственной нагрузки);

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,96.

Для вводного выключателя кроме этого необходима отстройка от

максимального рабочего тока своей секции и наброса нагрузки от заторможенных электродвигателей при АВР на секционном выключателе:

$$I_{c.з.} = k_H (I_{c.з.секц.в.} + I_{p.max.вв}), \quad (116)$$

где $I_{p.c. з.секц. в.}$ – ток срабатывания защиты на секционном выключателе, А;
 $I_{p. max. вв}$ – максимальный рабочий ток ввода на расчетный период времени, А;

k_H – коэффициент надежности, для SPAC 801 принимается равным 1,1;

Выбирается большее значение тока срабатывания.

Вторичный ток защиты определяется по формуле:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot \frac{k_{cx}}{k_I}, \quad (117)$$

где k_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$k_{cx}=1$ - коэффициент схемы, учитывающий соединение трансформаторов тока.

По полученному вторичному току принимается ближайшая меньшая уставка срабатывания SPAC 801.

Уставку срабатывания по времени в связи с отсутствием данных по сети 10 кВ приближенно принимаем равной 1,0 с /20/.

Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току короткого замыкания в конце защищаемой зоны:

$$k_{ч} = \frac{0,87 \times I_{k \min}}{I_{c.з.}}. \quad (118)$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности МТЗ должен быть не менее 1,5 для основной зоны защиты и не менее 1,2 – для резервной.

Уставки пусковых органов напряжения АВР на секционном выключателе, В, определяются по формулам:

- орган минимального напряжения:

$$U = (0,25-0,4) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (119)$$

- орган максимального напряжения:

$$U = (0,6-0,65) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (120)$$

Вторичное напряжение срабатывания определяется по формуле:

$$U_{\text{с.п.}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{n_{\text{H}}}, \quad (121)$$

Где $U_{\text{с.з.}}$ – напряжение срабатывания пускового органа напряжения, В;

n_{H} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Выдержка времени включения секционного выключателя:

$$t_{\text{с.п. АВР}} = t_{\text{с.з. пр.}} + 0,5, \quad (122)$$

где $t_{\text{с.з. пр.}} = 3,9$ с - максимальная выдержка времени защит присоединений.

Результаты расчетов по приведенной выше методике сводим в таблицы 15 и 16.

Таблица 15 – Уставки срабатывания устройств защиты на секционном и вводном выключателях

Место установки	Первичный ток срабатывания МТЗ, А	Вторичный ток срабатывания МТЗ, А	Принятое значение, А	К _ч для основной зоны
Вводной выключатель	1668	5,56	5,5	4,31
Секционный выключатель	891	5,57	5,5	10,39

Таблица 16 – Уставки срабатывания АВР на секционном выключателе

	Уставка органа минимального напряжения	Уставка органа максимального напряжения	Время срабатывания АВР
Первичное значение	4 кВ	6 кВ	4,4 с
Вторичное значение	40 В	60 В	

Примечание.

Можно предусмотреть возможность автоматического возврата к нормальной схеме питания. После восстановления напряжения на рабочем источнике с выдержкой 14-15 с включается выключатель рабочего источника, еще через 4-5 с отключение выключателя резервного источника питания.

На линейных выключателях 10 кВ необходимо предусмотреть устройства однократного автоматического повторного включения.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Безопасность

В данной работе производится реконструкция подстанции 220/35/10 кВ «Левобережная». На рассматриваемой ПС находятся два открытых распределительных устройства 220 кВ и 35 кВ. ОРУ является рабочим местом для оперативного и ремонтного персонала. Следствием этого необходимо рассмотреть какие неблагоприятные факторы воздействуют на обслуживающий персонал, такие как: шум, статическое излучение, электромагнитное излучение, вибрация.

Одним из неблагоприятных факторов производственной среды является шум. Рассмотрим работу двух трансформаторов ТДТН-25000/220/35/10-70У1, установленных на реконструируемой подстанции. Мощность каждого из трансформаторов составляет 25 МВА.

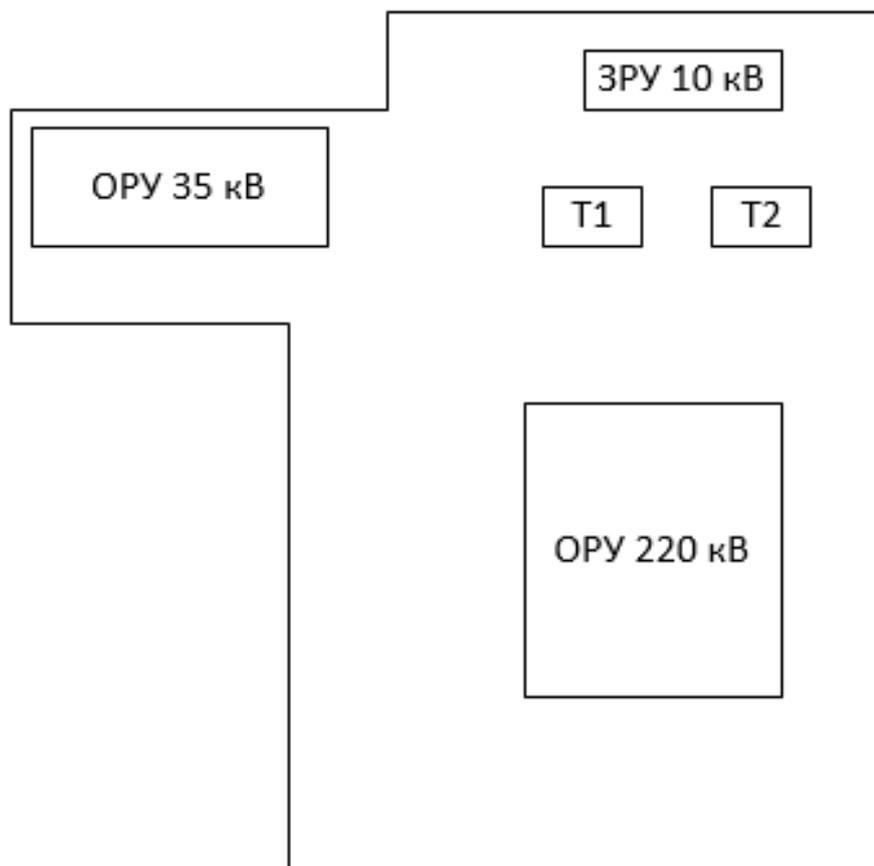


Рисунок 9 – Размещение основного оборудования на ПС

Допустимый эквивалентный уровень звука равен $L_A = 80$ дБ/2/.
 Эквивалентный уровень звуковой мощности работающего трансформатора мощностью 25 МВА и напряжением 35 кВ, составляет $L_{pa} = 89$ дБ /3/.

Определим влияние шума этих трансформаторов на обслуживающий персонал. Давление от точечного ненаправленного источника до точки на расстоянии r равно:

$$L_{A(r)} = L_{pa} - 10 \times \lg S; \quad (123)$$

$$S = 2 \times \pi \times R^2. \quad (124)$$

где $S = 2 \times \pi \times R^2$ - площадь круга ($\pi = 3,14$, R - радиус круга);

$L_{A(r)}$ - звуковое давление от точечного ненаправленного источника до точки.

Осмотр маслоуказателя на трансформаторах производится один раз в смену. Для осмотра маслоуказателя необходимо подойти на близкое расстояние к трансформатору /5/.

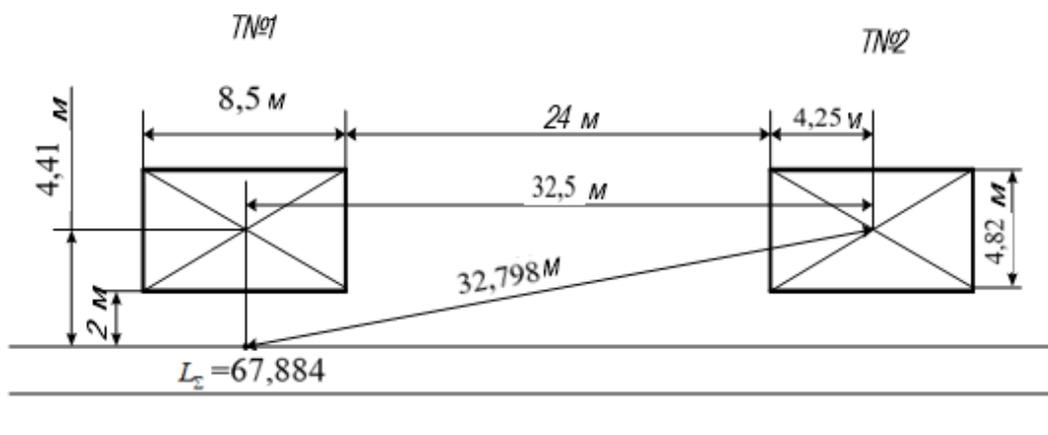


Рисунок 10 – Схема расположения трансформаторов

Определим уровни шума, создаваемые каждым из трансформаторов:

$$L_{A(r)1} = 89 - 10 \times \lg(2 \times 3.14 \times 4.41^2) = 68,132 \text{ дБА}$$

$$L_{A(r)2} = 89 - 10 \times \lg(2 \times 3.14 \times 32.798^2) = 50,703 \text{ дБА}$$

Далее определим уровень звукового давления от двух трансформаторов, как сумму уровней звукового давления в установленной расчетной точке от каждого источника шума по формуле:

$$L_{\Sigma} = 10 \times \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \times L_i} \quad (125)$$

Суммируем уровни звука от двух источников шума:

$$L_{\Sigma} = 10 \times \lg (10^{0,1 \times 68,132} + 10^{0,1 \times 50,703}) = 68,21 \text{ дБА.}$$

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 87 «Шум. Общие требования безопасности», превышение эквивалентного уровня звуковой мощности не выявлено.

8.2 Экологичность

В данной работе рассмотрим негативное воздействие на окружающую среду силовых трансформаторов с масляным охлаждением, установленных на подстанции. Это возможный выброс масла из трансформаторов.

1 Плановый слив. При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, который будет исключать возможность искрообразования при ударе. Во время слива масла должны применяться кожухи или переносные лотки, чтобы исключить разбрызгивание. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. После сливных операций все пролитое масло необходимо убрать.

2 Аварийный сброс и протечки масла. На каждой ПС необходимо сооружать маслоприемники для аварийного приема масла. Руководствуясь требованиям ГОСТ 12.2.024-87, при массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть установлен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

Любые трансформаторы открытой или закрытой установки снабжают маслоприемниками, которые предотвращают растекание масла по территории ПС. Когда в трансформаторе количество масла велико и размещение под трансформатором маслоприемника, рассчитанного на удержание всего объема масла затруднительно, тогда предусматривается установка маслосборника – это отдельная закрытая емкость, являющаяся дополнительным сооружением к маслоприемнику и способная вмещать весь объем масла трансформатора.

Обнаружив свежие капли масла на маслоприемнике или гравийной засыпке необходимо немедленно принять меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых образований (заварка трещин, подтяжка

фланцев) с соблюдением правил техники безопасности при работе с данным оборудованием.

Также необходимо содержать в чистоте и промывать гравийную засыпку в пределах бортовых ограждений маслоприемника не реже одного раза в год. Такая процедура помогает избежать налипания на поверхности щебня песка, осадков, атмосферных загрязнений. Отчистка производится с помощью специально оборудованной моечной машины горячим раствором каустической соды. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора.

Произведем расчет маслоприемника на рассматриваемой ПС.

Таблица 17 – Исходные данные

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДТН-25000/220/35/10-70У1	28150	8500	4820	6800

На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-25000/220/35/10-70У1, с содержанием масла в баках 28,15 тонн в каждом. Так как масса масла в трансформаторе составляет более 20 тонн, расчет будем проводить для маслоприемника с отводом масла.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники необходимы для того, чтобы защитить окружающую среду от загрязнения трансформаторным маслом и обеспечить пожарную безопасность.

Определим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (126)$$

где $\Delta = 1,5$ м – выступ габаритов маслоприемника за габариты трансформатора, который зависит от массы масла в трансформаторе. Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования не менее, чем на 1,5 м при массе масла от 10 до 50 тонн включительно /1/.

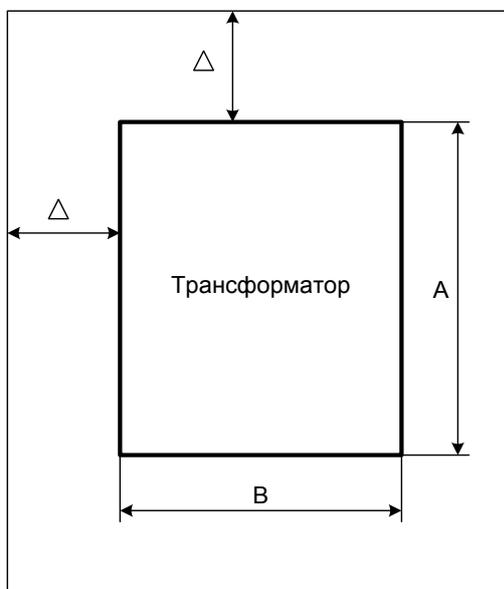


Рисунок 11 – Габариты трансформатора и маслоприемника

Отсюда:

$$S_{МП} = (8,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,82 + 2 \cdot 1,5) = 89,93 \text{ м}^2$$

Далее определим объем маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho}, \quad (127)$$

где $\rho = 0,88 \text{ г/см}^3 = 880 \text{ кг/м}^3$ – плотность трансформаторного масла;

M – масса трансформаторного масла.

Отсюда:

$$V_{ТМ} = 28150 / 880 = 31,989 \text{ м}^3.$$

Теперь определим глубину маслоприемника для приема 100% масла, которое содержится в трансформаторе по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}; \quad (128)$$

$$h_{TM} = 31,989/89,93 = 0,356 \text{ м.}$$

Далее рассчитаем глубину маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,075 м по формуле:

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{гр} + h_{в}; \quad (129)$$

$$h_{МП} = 0,356 + 0,25 + 0,075 = 0,681 \text{ м}$$

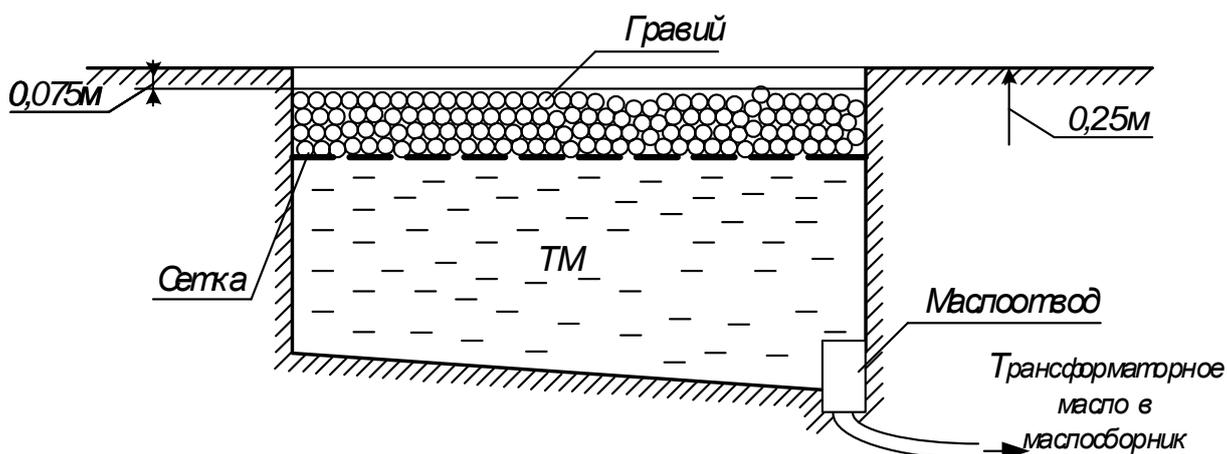


Рисунок 12 – Маслоприемник с отводом масла

Вывод: С учетом толщины слоя гравия и воздушного зазора, равными 0,25 м и 0,075 м соответственно, глубина маслоприемника с отводом масла по данным расчета составляет 0,681 м ($h_{МП} = 0,681 \text{ м}$).

8.3 Чрезвычайные ситуации

Поскольку на территории подстанции возможно нахождение обслуживающего персонала, где расположено маслonaполненное оборудование и установлено различное оборудование, представляющее материальную ценность, то рассмотрим организацию пожарной безопасности на подстанции при возникновении пожара.

Пожарная безопасность на предприятиях обеспечивается системой предотвращения пожара путём организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих невозможность возникновения пожара. Для предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него существуют системы пожарной защиты.

Основными факторами пожара для людей являются:

- открытый огонь и искры;
- дым;
- токсичные продукты горения;
- взрывы;
- повышенная температура воздуха и предметов.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры:

- применение средств пожаротушения;
- изоляцию горючей среды;
- эвакуацию людей в случае пожара;
- предотвращение распространения пожара за пределы очага;
- организацию пожарной охраны объекта
- применение средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре

Обучение обслуживающего персонала правилам пожарной безопасности, разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке работы с пожароопасными веществами и материалами являются важнейшими организационными мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Все электроустановки обладают пожарной опасностью. Это обусловлено тем, что любое электрооборудование имеет горючие изоляционные материалы. Наибольшую пожарную опасность представляет маслonaполненное

оборудование, такое как: реакторы, трансформаторы, масляные выключатели, маслonaполненные вводы, кабели и т.д.

В силовых трансформаторах с масляным охлаждением возможно межвитковое КЗ, которое приводит к возрастанию тока в части обмотки (витке) до таких значений, что изоляция быстро разлагается и выделяет горючие газы. Вследствие чего может возникнуть взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла в окружающее пространство.

При горении трансформаторного масла выделяются продукты неполного сгорания в виде окиси углерода СО. С помощью охлаждения зоны реакции или самого горючего вещества можно осуществить прекращение горения трансформаторного масла. Это может быть достигнуто путем нанесения огнетушащих средств, таких как вода или водяная пена, а также путем активного перемешивания горячей жидкости, в результате чего температура верхнего слоя жидкости понижается и поступление горючих паров в зону сгорания резко снижается.

В большинстве случаев для охлаждения используют воду в распыленном виде или в виде компактной струи. Вода обладает высокой теплопроводностью, поэтому она оказывает охлаждающее воздействие. Вода и воздушно-механическая пена на основе воды производят одновременное охлаждающее, разбавляющее и изолирующие действия на горящие вещества.

Трансформаторы и другие электроустановки, находящиеся вблизи с источником возгорания, необходимо защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Чтобы избежать увеличения площади пожара, не следует тушить горячее масло компактными водяными струями. Метод тушения всего маслonaполненного оборудования заключается в отключении оборудования со всех сторон и тушении всеми имеющимися подручными средствами. Для тушения небольших очагов воспламенения электропроводки, кабелей или горючих жидкостей используется песок. Он обязательно должен быть рыхлым и сухим.

Наряду с мерами предотвращения возникновения и распространения пожара, система пожарной защиты объекта предусматривает применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации. Руководствуясь «Нормами первичных средств пожаротушения для электростанций и подстанций», для рассматриваемой подстанции предусматриваем первичные средства пожаротушения, а в качестве стационарной системы пожаротушения принимаем систему водяного пожаротушения.

Средства пожаротушения. К средствам пожаротушения относятся огнетушители, бочки с водой, гидropомпы (небольшие поршневые насосы), лопаты, ведра, асбестовые полотна, ящики с песком, войлочные маты. Огнетушители подразделяются на:

- углекислотные (ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8);
- химические пенные (ОХП-10, ОХПВ-10);
- порошковые (ОПС-6, ОПС-10)
- углекислотно-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7).

Первичные средства пожаротушения, пожарный инвентарь и щиты для их хранения должны находиться на видных местах иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет /4/.

При загорании проводок, кабелей и аппаратуры на панелях первым делом следует снять с них напряжение и приступить к их тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. В таких случаях применяются углекислотные-бромэтиловые огнетушители (ОУБ-3, ОУБ-7) или углекислотные огнетушители (ОУ-5, ОУ-8).

Согласно ПУЭ (4,2), трансформаторы мощностью 25 МВА, установленные на подстанции «Левобережная» не оборудуются стационарными автоматическими установками пожаротушения. Но, для каждого взрывоопасного оборудования в качестве первичных средств пожаротушения используются огнетушители и песок.

Таблица 18 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
		огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1

Системы пожарной сигнализации. От точной и быстрой передачи сообщения о пожаре и месте его возникновения местной пожарной организации зависит успех борьбы с возникшим пожаром. Для этого на ПС используют автоматические, электрические, звуковые системы пожарной сигнализации, к которым относятся серена, гудок и т.п. Вся аппаратура пожарной сигнализации должна поддерживаться в исправном состоянии.

Автоматические пожарные извещатели делятся на:

- ионизационные (дымовые);

- ультрафиолетового излучения (световые);
- ультразвуковые;
- тепловые;

Станция ведет прием сигнала, фиксирует его записывающим устройством и автоматически передает этот сигнал в пожарную часть.

Руководитель предприятия обязан:

- организовать на объекте изучение и выполнение Типовых правил пожарной безопасности всеми работниками предприятия
- установить на территории предприятия строгий противопожарный режим и вести постоянный контроль его соблюдения всеми работниками предприятия (проведения огневых работ, режим курения);
- организовать на объекте добровольную пожарную дружину;
- периодически проверять состояние пожарной аппаратуры на объекте, наличие и исправность технических средств борьбы с пожарами.
- Организовать проведение противопожарного инструктажа на объекте.

9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Реконструкция подстанции Левобережная представляет собой замену старого оборудования на новое. Рассмотрим экономическую составляющую на примере замены масляных выключателей на элегазовые, со стороны 35кВ.

В данной работе была произведена замена масляных выключателей типа С-35 на элегазовые, типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Недостатками маломасляных выключателей является пожаро- и взрывоопасность, необходимость периодического контроля и доливки масла, относительно малая отключающая способность и невозможность осуществления быстродействующего АПВ.

Определим текущие расходы на обслуживание и содержание старых и новых выключателей (тыс.рублей) по формулам:

На амортизационные отчисления:

$$C_a = n k_a K_{ВК}$$

(130)

где $k_a=(5-10)\%$ -коэффициент амортизационных отчислений, который составляет 5% и 10% для старых и новых выключателей соответственно

Для масляных выключателей:

$$C_a = 1 * 0,05 * 180 = 9 \text{ тыс. руб}$$

Для элегазовых выключателей:

$$C_a = 1 * 0,1 * 425 = 25,5 \text{ тыс. руб.}$$

На обслуживание:

для масляных выключателей:

$$C_{\text{ОБСЛ}} = 0,35 n K_{ВК}$$

(131)

$$C_{\text{ОБСЛ}} = 0,35 * 1 * 180 = 63 \text{ тыс. руб.}$$

для элегазовых выключателей:

$$C_{\text{ОБСЛ}} = 0,01 n K_{ВК}$$

(132)

$$C_{\text{ОБСЛ}} = 0,01 * 1 * 425 = 2,55 \text{ тыс. руб.}$$

где $K_{\text{ВК}}$ -стоимость выключателя, которая принимается равной стоимости ячейки одного комплекта выключателя, умноженной на 0,6;

n -количество выключателей.

Определяем текущие расходы на ремонт старых выключателей:

$$C_{\text{рем}} = nK_{\text{ств}} * N_{\text{рем}} / 100$$

(133)

где $N_{\text{РЕМ}}$ – норматив расходов на ремонт старых выключателей, $N_{\text{РЕМ}} = 30\%$.

$$C_{\text{рем}} = 1 * 300 * 30 / 100 = 90 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовые расходы на замену масла в масляных выключателях по формулам:

$$C_{\text{МАС}} = V_{\text{М.ГОД}} \cdot C_{\text{М}}$$

(134)

$$V_{\text{М.ГОД}} = V_{\text{М}} / T_{\text{зам}}$$

(135)

где, $V_{\text{М}}, V_{\text{М.ГОД}}$ – общий объем и среднегодовой объем заменяемого масла, т; $T_{\text{ЗАМ}} = 7$ лет - периодичность замены масла в масляном выключателе, лет (мес.); $C_{\text{М}} = 72$ руб цена масла, р./л.

$$V_{\text{М}} = 250 \text{ кг на три полюса выключателя для масляных выключателей С-35}$$

$$V_{\text{М.ГОД}} = 0,25 / 7 = 0,036 \text{ т.}$$

$$C_{\text{МАС}} = 0,036 * 72 = 2,57 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем общие годовые расходы выключателей, тыс.рублей:

-новых выключателей:

$$C_{\text{НВВ}} = C_{\text{ОБСЛ}} + C_{\text{а}} \quad (136)$$

$$C_{\text{НВВ}} = 2,55 + 25,5 = 28,05 \text{ тыс. руб.}$$

-старых выключателей:

$$C_{\text{ств}} = C_{\text{ОБСЛ}} + C_{\text{а}} + C_{\text{рем}} + C_{\text{мас}} \quad (137)$$

$$C_{\text{ств}} = 63 + 9 + 90 + 2,57 = 164,57 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость монтажных, наладочных работ выключателей, тыс.рублей

$$K_{\text{МНЖ}} = 0,18nK_{\text{ВК}} \quad (138)$$

$$K_{\text{МНЖ}} = 0,18 * 1 * 425 = 76,5 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость демонтажных работ старых выключателей, тыс.рублей

$$K_{\text{ДЕМ}} = 0,50 K_{\text{МНЖ}} \quad (139)$$

$$K_{\text{ДЕМ}} = 0,5 * 76,5 = 38,25 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем общую стоимость выключателей с учетом монтажно-наладочных работ, тыс.рублей

- новых выключателей:

$$K_{\text{НВК}} = K_{\text{ВК}} n + K_{\text{МНЖ}} \quad (140)$$

$$K_{\text{НВК}} = 425 \cdot 1 + 76,5 = 501,5 \text{ тыс. руб.}$$

-старых выключателей:

$$K_{\text{СВК}} = K_{\text{ВК}} n + K_{\text{МНЖ}} + K_{\text{ДЕМ}}$$

(141)

$$K_{\text{СВК}} = 180 \cdot 1 + 76,5 + 38,25 = 294,75 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем затраты по новым и старым выключателям, т.руб.

$$Z = (E_n K + I)$$

(142)

где $E_n = 0,15$ для энергетической промышленности

I – годовые издержки (эксплуатационные расходы $C_{\text{НВВ}}, C_{\text{СТВ}}$), т.руб.

K – капиталовложения ($K_{\text{НВК}}, K_{\text{СВК}}$), т.руб.

Для масляных выключателей:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 294,75 + 164,57 = 208,78$$

Для элегазовых выключателей:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 501,5 + 28,05 = 103,275$$

Определяем экономический эффект от замены выключателей т.руб.

$$\Delta_r = Z_1 - Z_2$$

(143)

где Z_1 – затраты на внедрение и обслуживание старого выключателя;

Z_2 – затраты на внедрение и обслуживание нового выключателя

$$\Delta_r = 208,78 - 103,275 = 105,505 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем срок окупаемости мероприятий по замене выключателей

$$T_{ок} = \frac{K_{нвк}}{C_{ств} - C_{нвв}}$$

(144)

$$T_{ок} = \frac{501,5}{164,57 - 28,05} = 3,67 \text{ лет}$$

Срок службы выключателей 30-50 лет

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был произведен расчет варианта реконструкции подстанции Левобережная. Дана характеристика района электрических сетей и самой подстанции. Выполнен расчет токов короткого замыкания, а также выбор основного электрического оборудования (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения) и выбор гибких и жестких шин. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для трансформаторов связи 25 МВ·А. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции. Выполнено технико-экономическое сравнение масляных и элегазовых выключателей и выявлен срок окупаемости элегазовых выключателей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.
- 2 ГОСТ 12.1.003 – 87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. Введ. 06.06.83. – М.: Изд-во стандартов, 1984.
- 3 ГОСТ 12.2.024–87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введ. 01.01.89. – М.: Изд-во стандартов, 1987.
- 4 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).
- 5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации. - СПб.; ДЕАН, 2003 – 336 с.
- 6 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 7 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 286 с.

- 8 Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ/ Под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
- 9 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 10 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988.
- 11 Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 12 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- 13 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 11. Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с., ил.
- 14 ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Госстандарт, 1988.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – 5-е изд. - М.: Энергия, 1974. – 680 с., ил.
- 16 Руководящие указания по релейной защите : Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.
- 17 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 18 Авербух А.М., Рыбак Х.А. Задачи по релейной защите и методы их решения. М.: Госэнергоиздат, 1967.
- 19 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980. – 88 с.

20 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: Энергия, 1985. – 112 с.

21 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1985. – 96 с.

22 Электрическая часть станций и подстанций/Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

23 Реле защиты/ В.С. Алексеев, Г.П. Варганов, Б.И. Панфилов, Р.З. Розенблюм. – М.: Энергия, 1976. – 464 с.

24 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1986.

25 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.

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

27 Лезнов С.И., Файерман А.Л., Махлина Л.Н. Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 152 с.

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

29 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2008. – 142 с.

30 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с