

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация открытого распределительного устройства
напряжением 220 кВ Райчихинской ГРЭС

Исполнитель

студент группы 242-об1

подпись, дата

А.Ю. Бураков

Руководитель

доцент

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

ВВЕДЕНИЕ

Райчихинская ГРЭС – энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс, входящий в состав ОАО «Амурэнерго». Основное оборудование станции: 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4, 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9, турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7. Топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения.

Некоторые исторические сведения:

21 февраля 1949 г. подписано Постановление №24 Министерства угольной промышленности СССР, которым было утверждено Проектное задание Райчихинской ТЭЦ.

Согласно проекту Райчихинская ТЭЦ была построена в районе буроугольных месторождений и предназначалась для обслуживания электроэнергией шахт района. Кроме того, она была необходима для обслуживания тепловой энергией углебрикетной фабрики, расположенной на одной площадке с ТЭЦ.

По утвержденному проектному заданию конечная мощность Райчихинской ТЭЦ намечается в 75 000 кВт. Технический проект, разработанный для первой очереди ТЭЦ, предусматривал установку 5 турбин и 6 котлов с общей мощностью турбин 49,3 тыс. кВт и суммарной паропроизводительностью в 450 т/час.

В 50-х годах Райчихинская ТЭЦ входила в состав комплекса «ТЭЦ - Райчихинская Брикетная фабрика». Ее основной функцией было энергоснабжение этого предприятия, а также для обеспечения электроэнергией угольных разрезов комбината «Дальвостуголь»,

предприятий и строек города Райчихинска, стекольного и авторемонтного заводов. В далекой перспективе -/*+895-

Зпланировалось подключение к ТЭЦ большой группы сельскохозяйственных потребителей и города Благовещенска.

Станция длительное время работала изолированно в связи с тем, что поблизости не было электростанций, способных обеспечить даже собственные нужды ТЭЦ.

К Декабрю 1986г. Установленная мощность станции достигла 268,5 МВт. Строительство велось ускоренными темпами, с1965 г. по 1968 г. было введено в работу оборудование очереди высокого давления.

В период после 1991 года распад СССР и последовавшие затем экономические преобразования имели для Райчихинской ГРЭС ряд тяжелых последствий. Спад промышленности, банкротство и последующая ликвидация Райчихинского стекольного завода, Амурского светотехнического завода, Парниково-тепличного комбината «Прогресс» и др. Спрос на тепловую энергию, вырабатываемую Райчихинской ГРЭС, резко снизился, да и в целом по области энергопотребление стало значительно ниже. В этот тяжелый период, в период сплошного бартера, хаоса финансовых отношений, девятимесячных задержек по выплате заработной платы, трудовой коллектив станции, решил главную задачу - сохранил в надежном состоянии основное оборудование электростанции, обеспечил его безаварийную работу в осенне-зимний период , не допустил чрезвычайных ситуаций в снабжении теплом и питьевой водой жителей п.Прогресс.

В 1998 году была произведена замена отработавшего свой нормативный срок турбогенератора ст.№8 и его системы возбуждения на новый типа ТВФ-110-2ЕУЗ производства завода «ЭлСИБ» и систему тиристорного возбуждения.

2002 год - Принята Программа реконструкции Райчихинской ГРЭС с целью снижения затрат на выработку тепловой и электрической энергии, повышения надежности работы оборудования.

В 2005 году Райчихинская ГРЭС завершила реконструкцию химводоочистки с установкой испарителя мгновенного вскипания ИМВ20/16.

В 2006 г. Райчихинская ГРЭС завершила реконструкцию паропровода 33 ата с установкой РОУ-100/33 ата.

В 2007 г. была выполнена реконструкция турбины К-50-90-3 с целью организации регулируемого производственного отбора пара давлением 8-13 ата.

В 2009 году в связи с перемаркировкой турбоагрегата К-50-90 ст.№7 на П-33/50-90/8 (Акт о перемаркировке турбоагрегата типа К-50-90 (ЛМЗ) ст.№7 СП «Райчихинская ГРЭС» филиала «Амурская генерация» ОАО «ДГК») и выводом из эксплуатации с последующим демонтажем турбоагрегат ст.№8 типа К-100-90-6 (Акт о выводе из эксплуатации турбоагрегата К-100-90-6 ст.№8 (вместе с генератором ТВФ-100-2М) установленная электрическая мощность станции снизилась до 102МВт, а тепловая увеличилась до 238,1Гкал/час.

В 2012 году Райчихинская ГРЭС приступила к подготовке реконструкции ТА ст.№6 с организацией теплофикационного отбора. Заключен с ООО «Лентурборемонт» договор на разработку проекта реконструкции турбины.

Данная работа подразумевает реконструкцию электрической части, конкретно оборудования ОРУ-220 кВ. Данная реконструкция необходима в связи с тем, что основное высоковольтное оборудование выработало свой ресурс. Из-за этого снизилась надежность его работы, а оборудование

требует повышенного внимания, больших затрат при ремонтах. К тому же оборудование, установленное на ОРУ-220 кВ, морально устарело. Так же в этой работе будет предусмотрена установка шиносоединительного выключателя (ШСВ) для удобства коммутации в ОРУ-220 кВ.

Замена морально и технически устаревшего оборудования необходима для увеличения надёжности электроснабжения, сокращения трудоёмкости и продолжительности текущих и капитальных ремонтов.

1. АНАЛИЗ СТАНЦИИ

На станции всего 5 распределительных устройств. Это ГРУ-6 кВ, РУСН-6 кВ, ЗРУ-35 кВ, ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ.

Рассмотрим ГРУ-6 кВ.

Оно построено по схеме с одной секционированной рабочей и резервной системами шин.

ГРУ-6 кВ получает питание от генераторов первой очереди Г4, Г5.

Главное распределительное устройство обеспечивает питание расположенных рядом промышленных потребителей 6 кВ: ОАО «Амурский уголь», ОАО «Дальпромснаб», ООО «Амурский чермет» .

ГРУ-6 кВ обеспечивает питание собственных нужд первой очереди – через яч. 4, 6, 12, 24 подключено к секциям 1-5 РУСН-6 кВ, а также резервное питание собственных нужд второй очереди (КРУ-6 кВ) - через яч.15 кабельной сборкой подключено к РУСН-6 кВ.

ГРУ-6 кВ запитывает ЗРУ-35 кВ через трансформаторы связи Т1, Т2.

Рассмотрим основное высоковольтное оборудование, установленное на ГРУ-6 кВ:

- Генераторы Г4, Г5 – Т2-12-2;
- Токоограничивающие реакторы – РБ-6-400;
- Выключатели – МГГ-10/2000, МГГ-10/3000;
- Разъединители – РВЛ-10/2000;
- Трансформаторы напряжения – НТМИ-6;
- Разрядники – РВС-6;
- Шины(алюминиевые токопроводы) –АТ-120х10;
- Трансформаторы связи Т1, Т2– ТД-10000/35/6,3; ТД-15000/35/6,3.

Рассмотрим РУСН-6 кВ.

Оно построено по схеме с одной секционированной системой сборных шин. РУСН-6 кВ разделено на 2 части. Секции 1-5 обеспечивают питание оборудования собственных нужд первой очереди станции (генераторы Г4, Г5). Секции 6-9 построены в виде ячеек КРУ-6 кВ и обеспечивают электроснабжение потребителей собственных нужд второй очереди станции (генераторы Г6, Г7).

КРУ-6 кВ получает питание от ГРУ-6 кВ, отпайками от блоков Г6, Г7, и через понижающий ТСН от генератора Г8.

РУСН-6 кВ обеспечивает питание потребителей собственных нужд 6 кВ: двигателей питательных, циркуляционных, конденсатных, сетевых электронасосов, шахтных мельниц, дутьевых вентиляторов, дробилок, резервных возбудителей, а так же пожарных насосов.

РУСН-6 кВ также обеспечивает питание потребителей собственных нужд 0,4 кВ – через понижающие трансформаторы ХВО, освещения, обогрева, КНС, а также РУСН-0,4 кВ через понижающие трансформаторы СН № 1-9.

Рассмотрим основное высоковольтное оборудование, установленное на РУСН-6 кВ:

- Выключатели – ВМГ-133-10/400, ВМП-10/600, ВМП-10/800;
- Двигатели 6 кВ;
- Трансформаторы собственных нужд
 - ТСН 6 кВ – ТДСН-16000/10,5
 - ТСН 0,4 кВ – ТС-560/6, ТС-750/6
- Понижающие трансформаторы 6/0,4 – ТМ-400/6, ТС-320/10.
- Трансформаторы напряжения – НОМ-6, НТМИ-6;
- Шины (алюминиевые токопроводы) – АТ-60х6.

Рассмотрим ЗРУ-35 кВ.

Оно построено по схеме с двумя рабочими системами сборных шин.

ЗРУ-35 кВ получает питание через трансформаторы связи Т1, Т2 от ГРУ-6 кВ, через блочные трансформаторы Т6, Т7.

ЗРУ-35 кВ питает 6 потребителей через ВЛ-35 кВ: «Малиновка», «Усть-Кивда», п.ст.«А», «Н-Райчихинск», «Широкий», «Прогресс».

Рассмотри основное высоковольтное оборудование, установленное на ЗРУ-35 кВ:

- Выключатели – МКП-35-600, С-35-2000;
- Разъединители – РПВ-35/600, РПВ-35/800;
- Разрядники – РВС-35;
- Ограничители перенапряжений – ОПН-35;
- Трансформаторы напряжения – НОМ-35;
- Шины (алюминиевый токопровод) – АТ-120х10.

Рассмотрим ОРУ-110 кВ.

Оно построено по схеме с двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

ОРУ-110 кВ получает питание от генераторов второй очереди Г6, Г7 через блочные трансформаторы Т6, Т7. Также ОРУ-110 кВ связано с ОРУ-220 кВ через автотрансформатор связи АТ-9.

ОРУ-110 кВ через ВЛ-110 кВ питает 4 потребителей 110 кВ: «Бурейск-1», «Бурейск-2», «Бурей-тяга», «Михайловка».

Рассмотрим основное высоковольтное оборудование, установленное на ОРУ-110 кВ:

- Генераторы Г6, Г7 – ТВ-60-2;

- Блочные трансформаторы – ТДТН-80000/110/35/6,3;
- Автотрансформатор – АДЦТН-125000/220/110/6,3;
- Выключатели – МКП-110-600;
- Разъединители – РЛНД-110/600, РЛНЗ-110/600.
- Ограничители перенапряжения – ОПН-110;
- Разрядники – РВС-110;
- Трансформаторы напряжения – НКФ-110;
- Шины (сталеалюминиевые провода) – АС-300.

Рассмотрим ОРУ-220 кВ.

Оно построено по схеме с двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

ОРУ-220 кВ связано с ОРУ-110 кВ через автотрансформатор АТ-9.

ОРУ-220 кВ через ВЛ-220 кВ питает 4 потребителей 220 кВ: «Ядрин», «Архара», «Завитая-1», «Завитая-2».

Рассмотрим основное высоковольтное оборудование, установленное на ОРУ-220 кВ:

- Автотрансформатор – АДЦТН-125000/220/110/6,3;
- Выключатели – У-220-10;
- Разъединители – РЛНЗ-220-600;
- Ограничители перенапряжения – ОПН-220;
- Разрядники – РВМГ-220;
- Трансформаторы напряжения – НКФ-220,
- Шины (сталеалюминиевые провода) – АС-300.

2. СОСТАВЛЕНИЕ УПРОЩЕННОЙ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

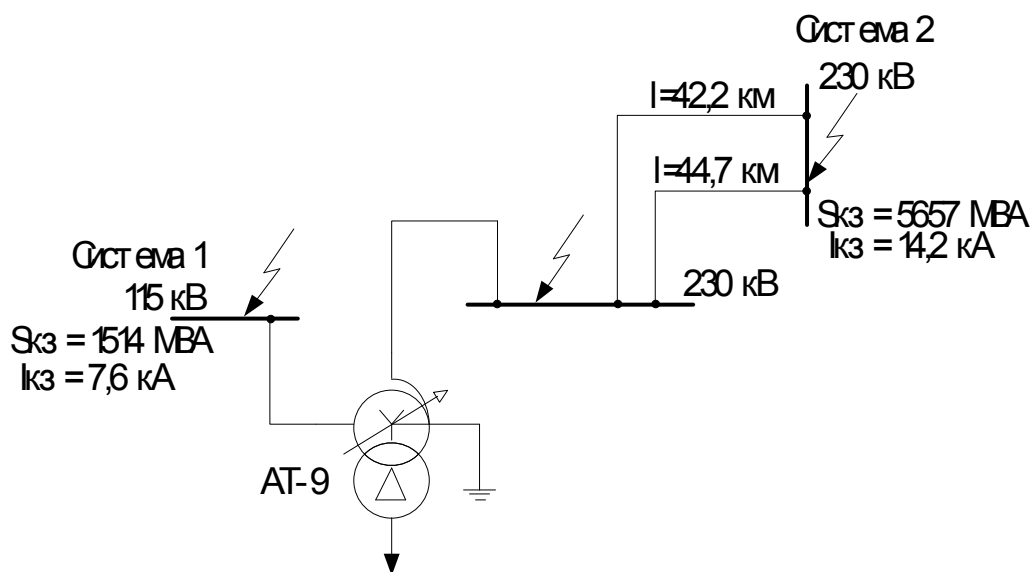


Рисунок 1 - Расчетная схема ОРУ-220 кВ РГРЭС

ОРУ – 220 кВ, выполнено по схеме с двумя рабочими и обходной системой шин. В схеме всего 8 цепей, из них 4 линейные, автотрансформаторная, резерв, цепи ОВ и ШСВ.

Линейные цепи, автотрансформаторная цепь и резерв состоят из выключателя и четырех разъединителей (обходной, 2 шинных, линейный/автотрансформаторный).

ОВ состоит из выключателя и трех разъединителей (обходной, 2 шинных).

ШСВ состоит из выключателя и двух разъединителей (шинных).

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтралями.

Причинами КЗ обычно являются нарушения изоляции, вызванные ее механическими повреждениями, старением, набросами посторонних тел на провода ЛЭП, прямыми ударами молнии, перенапряжениями, неудовлетворительным уходом за оборудованием. Часто причиной повреждений в электроустановках, сопровождающихся короткими замыканиями, являются неправильные действия обслуживающего персонала.

Протекание больших токов короткого замыкания вызывает повышенный нагрев проводников, а это ведет к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет старение и разрушение изоляции, может привести к потере механической прочности токоведущих частей и электрических аппаратов.

Резкое снижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов электростанции и частей электрической системы, возникновению системных аварий.

В трёхфазных электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- однофазное (замыкание фазы на землю в сетях с заземленной нейтралью трансформатора);
- двухфазное (замыкание двух фаз между собой);
- двухфазное на землю (две фазы между собой и одновременно на землю);
- трёхфазное (три фазы между собой).

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок, что достигается применением устройств релейной защиты с минимальными выдержками времени и быстродействующих отключающих аппаратов – выключателей.

Расчет токов КЗ производится для нахождения начального значения периодической составляющей полного тока трехфазного КЗ, нахождения ударного тока, теплового импульса и дальнейшей проверки высоковольтного оборудования на термическую, электродинамическую устойчивость и отключающую способность.

Расчет начинается с вычерчивания расчетной схемы, это упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которую входят все те же элементы, которые определяют величину тока короткого замыкания (генератор, трансформатор, линия, реактор).

Далее вычерчивается схема замещения, в которой все элементы расчетной схемы заменяются индуктивными сопротивлениями, затем схема замещения упрощается относительно точки, в которой необходимо знать ток КЗ и этот ток рассчитывается по закону Ома. На основе этого тока определяется ударный ток и тепловой импульс.

Расчет будет производиться в относительных единицах, поэтому принимаем базисную мощность $S_{\text{баз}} = 10000 \text{ МВА}$.

Составим схему замещения участка сети.

Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

Каждому сопротивлению схемы замещения присваивается свой номер, который сохраняется за ним до конца расчета. На схеме замещения проставляются расчетные токи КЗ.

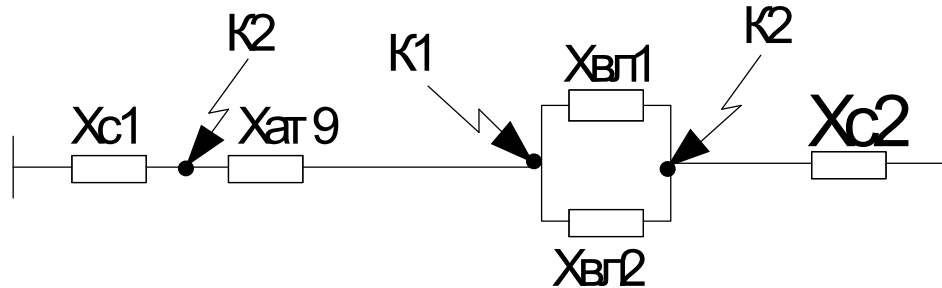


Рисунок 2 – Схема замещения

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения в относительных единицах, задавшись базовой мощностью $S_{баз} = 10000$ МВА.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения :

500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0,4; 0,23кВ.

ЭДС системы: $E_c = 1$.

Энергетическая система 1, 2:

$$X_c = \frac{S_{б}}{S_{кз}}, \quad (1)$$

где $S_{б}$ – базисная мощность;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания.

$$X_{c1} = \frac{10000}{1514} = 6,605 \text{ Ом},$$

$$X_{c1} = \frac{10000}{5657} = 1,768 \text{ Ом}.$$

Автотрансформатор АТ-9:

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (U_{BC,\%} + U_{BH,\%} + U_{CH,\%}); \quad (2)$$

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (11 + 31 + 19) = 11,5\% .$$

$$X_{AT9} = \frac{U_{кв,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}; \quad (3)$$

$$X_{AT9} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{10000}{125} = 9,2 \text{ Ом}.$$

Воздушные линии:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (4)$$

где l – длина линии, км;

$X_{уд}$ – удельное сопротивление линии Ом/км;

U_{cp} – среднее напряжение, кВ.

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 42,2 \cdot \frac{10000}{230^2} = 3,2 \text{ Ом},$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 44,7 \cdot \frac{10000}{230^2} = 3,4 \text{ Ом}.$$

Произведем преобразование схемы относительно точки К1:

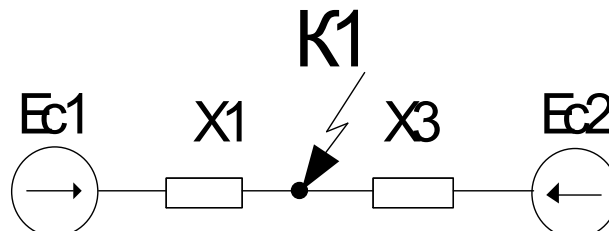


Рисунок 3 – Преобразование схемы относительно точки К1

$$X_1 = X_{C1} + X_{AT9}; \quad (5)$$

$$X_1 = 6,605 + 9,2 = 15,805 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = \frac{X_{БЛ1} \cdot X_{БЛ2}}{X_{БЛ1} + X_{БЛ2}}; \quad (6)$$

$$X_2 = \frac{3,2 \cdot 3,4}{3,2 + 3,4} = 1,65 \text{ Ом.}$$

$$X_3 = X_2 + X_{C2}; \quad (7)$$

$$X_3 = 1,65 + 1,768 = 3,418 \text{ Ом.}$$

Периодические составляющие токов отдельных ветвей окончательной схемы замещения:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (8)$$

$$I_{\sigma} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 25,1 \text{ кА.}$$

$$I_{n0} = \frac{E_c}{X_1} \cdot I_{\sigma}; \quad (9)$$

$$I_{n0}^I = \frac{1}{15,805} \cdot 25,1 = 1,588 \text{ кА,}$$

$$I_{n0}^{III} = \frac{1}{3,418} \cdot 25,1 = 7,343 \text{ кА.}$$

Сумма периодических составляющих токов ветвей окончательной схемы замещения в начальный момент времени:

$$I_{n0} = I_{n0}^I + I_{n0}^{III}; \quad (10)$$

$$I_{n0} = 1,588 + 7,343 = 8,931 \text{ кА.}$$

При этом условливаемся, что замыкание трехфазное симметричное.

Определяем ударные токи.

$i_{уд}$ – максимальное значение полного тока КЗ, возникающее через 0,01 секунды после начала КЗ. Является результатом сложения двух составляющих – периодической и аperiodической, и вызывает максимальные разрушения.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{н0}, \quad (11)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{t}{T_a}}, \quad (12)$$

где t – время наступления ударного тока короткого замыкания ($t=0.01$ с);

T_a – время затухания периодической составляющей тока короткого замыкания;

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании по ним токов КЗ, все элементы токоведущей конструкции должны обладать достаточной электродинамической устойчивостью.

При выборе аппаратов должно выполняться условие $i_{дин} \geq i_{уд}$

Критерий термической стойкости проводника – допустимые температуры нагрева. Проводник или аппарат считают термически устойчивым, если его температура в процессе КЗ не превышает допустимых величин.

Для упрощения расчетов и оценки термической стойкости будем пользоваться специальной величиной – тепловой импульс ($Вк, кА^2 \times с$) – это величина пропорциональная количеству тепловой энергии, выделяемой в проводнике при прохождении через него тока КЗ.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{pz} + T_a + t_{ог}), \quad (13)$$

где t_{pz} – время действия основной релейной защиты в данной цепи;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени отключения.

При выборе электроаппаратов должно соблюдаться условие:

$$B_{k.pасч} \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (14)$$

Расчет ударного тока относительно точки К1:

Значения $K_{уд}$ и T_a для простоты определяются по таблице 3.6. /1/

Таблица 1 – Расчет ударного тока в точке К1

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	T_a	$K_{уд}$
1.1	1,588	0,09	1,89
1.3	7,343	0,03	1,717

$$i_{y\delta}^I = \sqrt{2} \cdot K_y^I \cdot I_{no}^I; \quad (15)$$

$$i_{y\delta}^{III} = \sqrt{2} \cdot K_y^{III} \cdot I_{no}^{III}; \quad (16)$$

$$i_{y\delta}^I = \sqrt{2} \cdot 1,89 \cdot 1,588 = 4,24 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta}^{III} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 7,343 = 17,83 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta} = i_{y\delta}^I + i_{y\delta}^{III}; \quad (17)$$

$$i_{y\delta} = 4,24 + 17,83 = 22,07 \text{ кА}.$$

Апериодические составляющие токов к.з. определяются по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (18)$$

$$i_{a0}^I = \sqrt{2} \cdot 1,588 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,09}} = 2,01 \text{ кА};$$

$$i_{a0}^{III} = \sqrt{2} \cdot 7,343 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 7,441 \text{ кА}.$$

$$i_{a0} = i_{a0}^I + i_{a0}^{III}; \tag{19}$$

$$i_{a0} = 2,01 + 7,441 = 9,451 \text{ кА}.$$

Таблица 2 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\Sigma 0}$, кА	$I_{a0\Sigma}$, кА	$I_{уд\Sigma}$, кА
К1	8,931	9,451	22,07

4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Основное высоковольтное оборудование всегда стремятся выбрать однотипным, так как при этом обеспечивается возможность максимальной индустриализации строительства и ремонта, а также сокращается количество обслуживающего персонала.

Высоковольтное оборудование представляет собой систему электроустройств, сложных конструкций и агрегатов, основным предназначением которых является передача электрической энергии в различные места ее распределения и, соответственно, потребления.

Поскольку высоковольтное оборудование крайне важно при осуществлении передачи электроэнергии, оно должно соответствовать высоким стандартам и требованиям.

Высоковольтное оборудование проходит жесткий контроль на соответствие существующим нормам и стандартам и рассчитано на долгие годы активного использования. Всего одна вышедшая из строя деталь может стать причиной аварии, а потому высоковольтное оборудование — это элемент системы, не терпящий погрешностей.

4.1 Выбор выключателей

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

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

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

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

Рассмотрим ОРУ-220 кВ.

Токовая загрузка цепей:

– Цепи автотрансформатора:

$$I_{\max.a/m} = \frac{S_{н.а/м}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (20)$$

$$I_{\max.a/m} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 314 \text{ A};$$

– Линейные цепи

$$I_{\text{лин.Завитая1}} = 690 \text{ A, исходя из используемых проводов сети АС-300,}$$

$$I_{\text{лин.Завитая2}} = 690 \text{ A, исходя из используемых проводов сети АС-300,}$$

$I_{\text{лин.Архара}} = 690 \text{ А}$, исходя из используемых проводов сети АС-300,

$I_{\text{лин.Яорин}} = 690 \text{ А}$, исходя из используемых проводов сети АС-300.

Данные и расчеты для проверки выключателя ячейки АТ-9 покажем в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателя ВГБУ-220-50/2500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 314 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{дин}} = 125$	$I_{\text{уд}} = 22,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{отк}} = 50$	$I_n = 8,931 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_n$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 2500 \cdot 3 =$ $= 7,5 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 8,931^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,03) =$ $= 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\kappa}$

Шиносоединительный выключатель выбирается по наибольшему рабочему току на ОРУ, так как он служит для замены другого выключателя. На рассматриваемом ОРУ-220 наибольший рабочий ток составляет 690 А, исходя из условия максимальной токовой нагрузки токопроводов. Данные и расчеты для проверки выключателей линейных ячеек, обходного выключателя и ШСВ покажем в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателя ВГБУ-220-50/2500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 690 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$

$I_{дин} = 125$	$I_{уд} = 22,07 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{отк} = 50$	$I_n = 8,931 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \cdot 3 =$ $= 7,5 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 8,931^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,03) =$ $= 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$

Соответственно, для всех цепей принимаем выключатели марки ВГБУ-220-50/2500 У1.

4.2 Выбор разъединителей

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

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

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута высоковольтным выключателем.

По роду установки различают разъединители для внутренней и наружной установки. Они могут изготавливаться без заземляющих ножей, с односторонним размещением и с двухсторонним размещением заземляющих ножей. Разъединители по числу полюсов могут быть одно – и

трехполюсными, по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа.

По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

По сравнению с разъединителями для внутренней установки разъединители для наружной установки имеют:

- увеличенное расстояние между фазами;
- изоляторы с развитой поверхностью;
- приспособление, предупреждающее обмерзание контактов;
- повышенную механическую прочность изоляторов.

Для всех цепей примем РПД-1-220/1250 УХЛ1. Технические характеристики разъединителя, а также его проверка показаны в таблице 4.

Таблица 5 – Проверка разъединителя РД-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 314 \text{ А}; 690 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,07$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1,875 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Выбранное оборудование удовлетворяет требованиям расчета и не превышает паспортных данных.

4.3 Выбор шин и изоляторов

Шины и шинопроводы распределительных устройств применяются, в основном, медные или алюминиевые. Стальные шины находят ограниченное

применение вследствие больших потерь от перемагничивания и вихревых токов.

На малые и средние номинальные токи (до 3000 — 4000 А) при напряжении до 20 кВ в основном применяются шины прямоугольного сечения. При напряжении 35 кВ и выше применяются голые медные или сталеалюминиевые многопроволочные провода. В цепях мощных генераторов и станций, где номинальные токи могут быть больше 10000 А, а ударные больше 150—200 кА вместо многоплоских пакетов применяют двойные прокатные корытные или трубчатые шины.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

– по длительно допустимому току:

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

– по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (21)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода;

C можно принять для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$; для стальных шин – $C = 70$.

– по электродинамическому действию тока КЗ.

Рассмотрим ОРУ – 220 кВ, здесь используем гибкую ошиновку.

Произведем выбор сборных шин 220 кВ.

$$I_{\text{раб max}} = 690 \text{ А}$$

Принимаем на каждую фазу провод марки АС – 300/66 с $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$.

Проверка шин на термическое действие не производится, так как шины выполнены голыми на открытом воздухе.

Проверка шин на термическое действие не производится, так как $I_{п0} \leq 20000 A$.

Проверка по условиям коронирования.

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

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (22)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1,225}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см};$$

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

r_0 – радиус провода,

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

$$E_{np} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)}, \quad (23)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot a, \quad (24)$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ $a=400$ см).

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см};$$

$$E_{np} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,225 \cdot \log\left(\frac{504}{1,225}\right)} = 24,4 \text{ кВ/см};$$

Проверяем по условию:

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

$$1,07 \cdot 24,4 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$26,1 < 28,44.$$

Таким образом провод АС - 300/66 по условию короны проходит.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{норм} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ А};$$

$$I_{норм} = 328 \text{ А} < I_{доп} = 690 \text{ А};$$

На электродинамическую стойкость проверка не требуется, так как считаем, что частоты колебаний меньше 30 и больше 200 Гц, при этом механический резонанс не возникает.

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – трансформатор, питающийся от источника тока. Типичное применение – для снижения первичного тока до величины, используемой в цепях измерения, защиты, управления и сигнализации. Номинальное значение тока вторичной обмотки 1А, 5А. Первичная обмотка

трансформатора тока включается в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, равен току первичной обмотки, деленному на коэффициент трансформации. Вторичная обмотка токового трансформатора должна быть надёжно замкнута на низкоомную нагрузку измерительного прибора или накоротко. При случайном или умышленном разрыве цепи возникает скачок напряжения, опасный для изоляции, окружающих электроприборов и жизни техперсонала.

Выбор трансформатора тока производится:

- по роду установки;
- по напряжению U_n сети $< U_{нтт}$;
- по току $I_{раб} \leq I_{нтт}$;
- по термической стойкости $V_{расч} \leq V_{доп.тт}$;
- по электродинамической стойкости $i_{уд} \leq i_{дин.тт}$;
- по вторичной нагрузке $S_{расч} \leq S_{ном.тт}$.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$;

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

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K ;$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$.

Трансформаторы тока будем выбирать встроенные в выключатели с каждой стороны (рисунок 4). Трансформаторы $TA3$, $TA6$ служат для измерений и учета; $TA1$, $TA2$, $TA4$, $TA5$ будут использоваться для релейной защиты и автоматики.

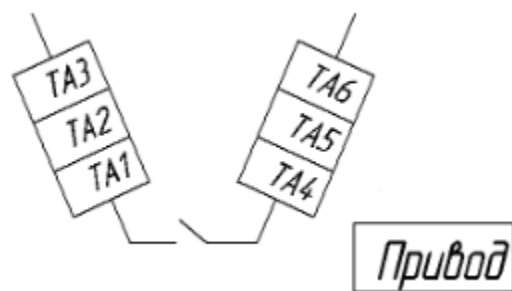


Рисунок 4 – Расположение трансформаторов тока в водах выключателя

Таблица 6 – Нагрузка на вторичной цепи ТТ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, Вт		
		РА	РВ	РС
Амперметр	Э-379	0,5	-	-
Ваттметр с двухсторонней шкалой	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр с двухсторонней шкалой	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик Вт/ВАР-часов	Меркурий-200	0,1	-	0,1
Итого		1,6	-	1,1

Токовая загрузка цепей:

- Цепи автотрансформатора, $I_{\max.a/t} = 314$ кА;
- Линейные цепи, $I_{вл \max} = 690$ А.

Для учета (ТА6) устанавливаем трансформатор тока марки ТВГ-220-0,2S-1000/5. В скобках приведены значения для выбора ТТ в выключателе АТ-9.

Таблица 7 – Выбор ТТ для учета

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А} (600 \text{ А})$ $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{раб.мах} = 690 \text{ А} (314 \text{ А})$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,07 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \cdot 3 =$ $= 7,5 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Для измерений (ТАЗ) устанавливаем трансформатор тока марки ТВГ-220-0,2-1000/5. В скобках приведены значения для выбора ТТ в выключателе АТ-9.

Таблица 8 – Выбор ТТ для измерений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А} (600 \text{ А})$ $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2	$I_{раб.мах} = 690 \text{ А} (314 \text{ А})$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,07 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \cdot 3 =$ $= 7,5 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

ΣR приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{\text{н2тт}}^2}; \quad (25)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\text{н}(0.5)} = 1,2 \text{ Ом} > 0,064 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{соед.пров}} = Z_{2\text{н}(0.5)} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}; \quad (26)$$

$$R_{\text{соед.пров}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

ρ – для меди = 0,0175 Ом*мм²/м

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, тогда сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{R_{\text{соед.пров}}}; \quad (27)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,04} = 1,68 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности сечение проводов и жил кабелей должно быть не менее 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых. По найденному сечению принимаем контрольный кабель *КВВГ* сечением 2,5 мм².

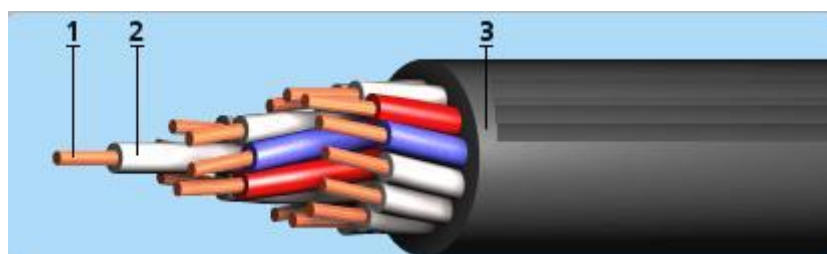


Рисунок 5 – Контрольный кабель

Расшифровка кабеля *КВВГ*:

K - Кабель контрольный;

B - Изоляция жил из поливинилхлоридного пластика;

B - Оболочка из поливинилхлоридного пластика;

Г - Отсутствие защитных покровов .

1. Медная однопроволочная токопроводящая жила круглой формы класса 1 по ГОСТ 22483.
2. Изоляция из поливинилхлоридного пластика. Изолированные жилы кабелей скручены. В каждом повиве имеется счетная пара, изолированные жилы которой отличаются по цвету друг от друга и от остальных жил.
3. Оболочка из поливинилхлоридного пластика.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$R_{\text{соед.пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S}; \quad (28)$$

$$R_{\text{соед.пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{соед.пров}} + R_{\text{к}}; \quad (29)$$

$$Z_2 = 0,06 + 0,7 + 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $0,86 \leq 1,2 \text{ Ом}$, поэтому выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Для линейных ячеек для защиты выбираем встроенный трансформатор тока марки ТВГ 220-5Р-1000/5.

Таблица 9 – Выбор встроенных ТТ линейных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ Класс точности 5Р	$I_{раб.мах} = 690 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,07 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$

Для ячейки АТ-9 выбираем встроенный трансформатор тока марки ТВГ 220-5Р-600/5.

Таблица 10 – Выбор встроенных ТТ выключателя АТ-9

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{1ном} = 600 \text{ А}$ $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ Класс точности 5Р	$I_{раб.мах} = 314 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,07 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения – трансформатор, питающийся от источника напряжения. Типичное применение – преобразования и

гальваническая развязка высокого напряжения в низкое в измерительных цепях. Применение трансформатора напряжения позволяет изолировать логические цепи защиты и цепи измерения от цепи высокого напряжения.

ТН выбираются:

- по напряжению $U_{н.устан} \leq U_{н.тн}$
- по конструкции и схеме соединения обмоток
- по классу точности
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2н}$ ТН

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи S_2 расч.

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учёта. Нагрузка приборов подключаемых к вторичной обмотке приведена в следующей таблице (таблица 10).

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность 1 катушки	Число кату- шек	cos φ	sinφ	Число прибо- ров	Потребляе- мая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр показыв.	Э-335	2	1	1	0	3	6	-

Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	4	12	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	4	12	-
Счетчик ватт/ВАр-часов	Мерку рий- 200	2	2	0,2	0,98	5	4	19,6
Частотомер	Э-371	3	1	1	0	2	6	-
Частотомер регистр.	Н-345	7	1	1	0	1	7	-
Фиксатор имп. Действия	-	3	1	1	0	3	9	-
Синхроноскоп	Э-327	10	1	1	0	1	10	-
Ваттметр регистр.	Н-395	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистр.	Н-343	10	1	1	0	1	10	-
Итого							96	19,6

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}, \quad (30)$$

где $S_{2\Sigma}$ - суммарная мощность приборов подключенных к ТН.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{96^2 + 19,6^2} = 98 \text{ ВА}$$

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНГ - 220 -УХЛ1.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$

$S_H = 500 \text{ ВА}$	$S_P = 98 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$
------------------------	-----------------------	----------------

Сравниваем $\sum P$ всех приборов с P_H ТН в классе точности (0,5), при этом учитываем что для схемы звезда/ звезда/ незамкнутый треугольник требуется 3 подобных ТН, тогда $S_{2H} \text{ ТН} = 3 \cdot 500 = 1500 \text{ ВА} > S_{2\Sigma} = 98 \text{ ВА}$

То есть выбранный ТН будет работать в классе точности (0,5) с большим запасом.

4.6 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций и линий, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является аппаратом, обеспечивающим защиту изоляции электрооборудования в распределительной сети от грозových перенапряжений. ОПН не применяется для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии, так как в этом случае он разрушается. Поэтому применение ОПН для защиты линий связано с риском разрушения аппаратов. В сетях 10 кВ изоляция линии является достаточной для защиты от коммутационных перенапряжений.

Конструктивно ОПН представляет нелинейное сопротивление, набранное из оксидно-цинковых варисторов, соединенных последовательно и заключенных в фарфоровую или полимерную покрышку. Как правило, аппарат снабжен противовзрывным клапаном.

Важным отличием ОПН от вентильного разрядника является его постоянное подключение к фазе электрической сети. В нормальном режиме ОПН находится под фазным напряжением и через него проходит ток ($\sim 0,1$

мА). При повышении напряжения на ОПН ток через него резко возрастает. Выделяемая вследствие этого в ОПН энергия должна быть меньше нормируемого значения, иначе произойдет нарушение термостабильности аппарата защиты и его пробой.

Выбор ОПН определяется как энергетическими воздействиями на него в различных режимах, так и его защитным уровнем при перенапряжениях, который должен координироваться с испытательными напряжениями электрооборудования. Значение энергоемкости ОПН определяется в основном током пропускной способности и нормированным наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением.

ОПН 6-10 кВ устанавливают там же, где и вентильные разрядники. К основным параметрам ОПН относятся - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, номинальный разрядный ток, энергоемкость, остающееся напряжение при грозовой импульсе тока, значение тока срабатывания противозрывного устройства, длина пути утечки внешней изоляции.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя - наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено между выводами ОПН. Обозначается $U_{нро}$, измеряется в действующих единицах кВ. В каталогах иностранных фирм обозначается как U_c .

Временно допустимое повышение напряжения на ограничителе - наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, превышающее $U_{нро}$, которое может быть приложено к ОПН в течение заданного времени, не вызывая его повреждения. Обозначается $U_{вр}$, измеряется в действующих единицах кВ. Нормируемые зависимости $U_{вр}$ от допустимой длительности приводятся в виде зависимостей "допустимое напряжение - время".

Номинальное напряжение ограничителя - действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ОПН должен выдерживать в течение не менее 10 секунд в процессе рабочих испытаний. Номинальное напряжение должно быть не менее 1,25 наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения.

Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжениях - амплитуда остающегося напряжения (кВ_{макс}) на ОПН при нормируемом токе коммутационных перенапряжений (на импульсе тока 30/60 мкс).

Защитный уровень ОПН при грозовых перенапряжениях - амплитуда (кВ_{макс}) напряжения на ОПН при номинальном разрядном токе. Номинальный разрядный ток - амплитуда (кА_{макс}) нормируемого грозового импульса 8/20 мкс, используемого для классификации ОПН, который ОПН должен выдерживать при испытаниях 20 раз.

Удельная энергоемкость - рассеиваемая ОПН энергия, после воздействия нормированного импульса тока, отнесенная к 1 кВ длительно допустимого рабочего напряжения. Полная энергоемкость - произведение удельной энергоемкости на наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение. Обозначается Э_{опн}, измеряется в кДж.

Ток пропускной способности ОПН (ток большой длительности) - амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, который выдерживается ОПН при испытаниях 20 раз.

Квазистационарные перенапряжения - перенапряжения промышленной или близкой к ней частоты, возникающие как следствие коммутаций в сети (например, при замыкании на землю, отключении нагрузки, обрывах проводов). Продолжительность этих перенапряжений от 0,1 с до нескольких часов.

Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть *перенапряжением*. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, поскольку они возникают при быстро

затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения высокой кратности могут привести к пробое или перекрытию изоляции с последующим отключением поврежденного элемента сети и перерывом в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

Грозовые перенапряжения представляют реальную опасность для оборудования сетей практически всех классов номинального напряжения и, следовательно, требуют разработки и внедрения эффективных защитных мер, одной из которых является применение специальных защитных аппаратов – вентильных разрядников (РВ) и ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН).

Защитные свойства РВ и ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего. Низкая нелинейность вольтамперной характеристики рабочих элементов в разрядниках не позволяла обеспечить одновременно и достаточно глубокое ограничение перенапряжений, и малый ток проводимости при воздействии рабочего напряжения, от воздействия которого удалось отстроиться за счет введения последовательно с нелинейным элементом искровых промежутков. Значительно большая нелинейность окисно-цинковых сопротивлений (варисторов) ограничителей перенапряжений ОПН позволила отказаться от использования в их конструкции искровых промежутков, то есть нелинейные элементы ОПН присоединены к сети в течение всего срока его службы.

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства и в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы. Построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и

модернизируемых распределительных устройств, от грозовых и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН.

Для защиты оборудования от различного вида перенапряжений на подстанциях повсеместно используются ограничители перенапряжений. Они обеспечивают необходимую защиту всего оборудования и отличаются достаточно высокой надежностью.

Выберем ОПН по наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{нр}$ должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{н.раб.с}$ или защищаемого оборудования $U_{н.р.о}$:

$$U_{нр} \geq U_{н.раб.с}. \quad (31)$$

Повышения напряжения, возникающие при оперативных переключениях или аварийных режимах, учитываются в соответствии с условиями работы ОПН в квазиустановившихся режимах.

Критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств. При установке ограничителя на кабельных присоединениях, энергия поглощаемая ОПН, может быть рассчитана по выражению:

$$W_{ОПН} = (C/2) \cdot [(3 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{раб.наиб.ф})^2 - (1,25 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{нр.ОПН})^2], \quad (32)$$

где C - емкость ВЛ, Ф.

Поглощаемая энергия не должна превосходить допустимую энергоемкость ОПН:

$$W_{доп} = W_{уд} \cdot U_{нр} \quad (33)$$

$$W \leq W_{доп} \quad (34)$$

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях

$$A_{ком} = (U_{доп} - U_{ост})/U_{исп} > (0,15-0,2), \quad (35)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе;

$U_{исп}$ - значение грозового испытательного импульса.

Защитный уровень ограничителя при грозовых перенапряжениях:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост})/U_{доп} > (0,2-0,25), \quad (36)$$

где $U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0,2-0,25) - координационный интервал.

Для защиты оборудования напряжением 220 кВ принимаем ОПН-220 УХЛ1, основные технические данные которого приведены в таблице 13. По приведенным выше условиям произведем выбор ОПН.

Ограничитель предназначен для работы в районах с умеренным и холодным климатом при сильном загрязнении внешней среды на открытом воздухе. Предельное верхнее значение температуры окружающей среды – плюс 45°С, нижнее – минус 60°С. Высота установки ограничителей – не более 1000 м над уровнем моря.

Таблица 13 – Технические характеристики ОПН-220 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	152
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	700

Удельная энергия, кДж/кВ	8,8
Длина пути утечки внешней изоляции не менее, см/кВ	2,5
Диаметр D, мм	184
Высота H, мм	2317

5. НАДЕЖНОСТЬ

Надежность установки обеспечивается безотказностью и восстанавливаемостью ее элементов, устойчивостью, управляемостью, живучестью и безопасностью ее элементов.

Восстанавливаемость – это свойство элемента, системы или установки, заключающаяся в возможности восстановления работоспособности в случае отказа.

Устойчивость – способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях. Свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течении некоторого интервала времени называют – устойчивоспособностью.

Управляемость – свойство системы обеспечивать отключение и включение, а также изменение режима работы объектов и элементов в соответствии с заданным алгоритмом управления.

Живучесть – свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусмотренным алгоритмом работы противоаварийной автоматики.

Безопасность – свойство систем не создавать опасности для людей и окружающей среды во всех возможных режимах и ситуациях.

В качестве показателей надежности используется следующее:

– время безотказной работы T_B , и время восстановления t_e , измеряемое в часах или годах;

– среднее время параметра потока отказов w и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени;

– вероятность отказов $q(t)$ и вероятность безотказной работы $p(t)$ в заданный промежуток времени; $q(t) + p(t) = 1$.

Исходные данные по элементам (Трубицын В.И. «Надежность электростанций») сведем в таблицу 9.

Таблица 14 – Показатели надежности элементов схемы

Элемент	ω , 1/Г	T_B , ч	μ , 1/Г	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{о.п.}$
Выключатель 220 кВ	0,01	16,6	0,04	15	0,0018	0,0019
Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166	12,8	–	–
Трансформатор	0,024	220	1	50	–	–
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3	–	–
Линии 220 кВ	0,34	14,3	1,6	2,8	–	–

5.1 Расчет вероятности отказа

Определим вероятности отказов всех элементов по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_{\phi}}{T_{\Sigma}} \quad (31)$$

Вероятность безотказной работы определяем как

$$p_i = 1 - q_i \quad (32)$$

Определение вероятности отказа и вероятности безотказной работы выключателя 220 кВ:

$$q_{B220} = \frac{0,01 \cdot 16,6}{8760} = 18,949 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{B220} = 1 - 18,949 \cdot 10^{-6} = 0,999981$$

Определение вероятности отказа и вероятности безотказной работы разъединителя 220 кВ:

$$q_{p220} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,991 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{p220} = 1 - 7,991 \cdot 10^{-6} = 0,999992$$

Определение вероятности отказа и вероятности безотказной работы трансформатора 220 кВ:

$$q_{T220} = \frac{0,024 \cdot 220}{8760} = 6,027 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{T220} = 1 - 6,027 \cdot 10^{-4} = 0,999$$

Определение вероятности отказа и вероятности безотказной работы шины 220 кВ:

$$q_{Ш220} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 7,42 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Ш220} = 1 - 7,42 \cdot 10^{-6} = 0,999992$$

Определение вероятности отказа и вероятности безотказной работы линии 220 кВ:

$$q_{Л220} = \frac{0,034 \cdot 14,3}{8760} = 5,55 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{Л220} = 1 - 5,55 \cdot 10^{-4} = 0,99944$$

Рассчитаем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$q_{"Q"} = q_{В.СТ} + \alpha_{КЗ} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum q_{P3i} \cdot \left(1 - \prod_{j=1}^n [1 - q_{СМj}] \right) + \alpha_{ОП} \cdot N_{ОП} \cdot T_{ОП}, \quad (33)$$

где $q_{СМ}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$\alpha_{КЗ}$ – относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

a – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$ – коэффициент успешного действия АПВ, справочная величина;

q_{iP3} – вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{СМi}$ – вероятность отказа смежных элементов;

$\alpha_{ОП}$ – частота отказов при оперативном отключении;

N_{i} – число оперативных отключений.

Расчет модели отказа выключателя:

$$q_{CT} = q_{B220} + 2 \cdot q_{P220} \quad (34)$$

$$q_{CT} = 18,949 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 7,991 \cdot 10^{-6} = 3,493 \cdot 10^{-5}$$

$$N_{on} = \mu_{в220} + 2 \cdot \mu_{P220} + 2 \cdot \mu_{ш220} + \mu_{Л220} \quad (35)$$

$$N_{on} = 0,01 + 2 \cdot 0,166 + 0,166 + 2,8 = 3,338$$

Принимаем $N_{он4} = 3$

$$q_Q = q_{CT} + a_{кзв220} \cdot (1 + \theta \cdot K_{АПВ}) (q_{дзш} + q_{дфз}) \cdot (1 - p_{Ш220} \cdot p_{Л220} \cdot p_{в220}) + a_{он220} \cdot N_{ОП} \cdot T_{он} \quad (36)$$

$$q_Q = 3,493 \cdot 10^{-5} + 0,0018 \cdot (1 + 0 \cdot 0,128) (0,0096 + 0,0012) \cdot (1 - 0,999992 \cdot 0,999981 \cdot 0,99944) + 0,0019 \cdot 3 \cdot \frac{133}{8760} = 1,216 \cdot 10^{-4}$$

Определяем параметр потокоотказа смежных элементов схемы:

$$\omega_{см220} = \omega_{B220} + 2 \cdot \omega_{P220}$$

$$\omega_{см220} = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03$$

$$\omega_Q = \omega_{см} + a_{кзв220} \cdot (1 + \theta \cdot K_{АПВ}) (\omega_{откдзш} + \omega_{дфз.вл}) \cdot (\omega_{ш220} + \omega_{в220} + \omega_{Л}) + a_{он220} \cdot N_{ОП} \quad (37)$$

$$\omega_Q = 0,03 + 0,0018 \cdot (1 + 0 \cdot 0,128) (1,36 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-4} + 8,7 \cdot 10^{-6}) \cdot (0,013 + 0,01 + 0,034) + 0,0019 \cdot 2 = 0,036$$

6. РАСЧЕТ ОСВЕЩЕНИЯ ОРУ–220 КВ

Для возможности оперативных переключений в темное время суток, повышения безопасности, произведем расчет общего прожекторного освещения.

Сначала задаемся минимальной освещенностью (E_{\min}) на поверхности территории станции ОРУ-220 кВ.

$$E_{\min} = 15 \text{ лк}$$

Определяем площадь освещаемой станции $S_{ст}$, задаемся её размерами.

Длина территории станции $A = 135 \text{ м}$;

Ширина $B = 95,7$.

$$S_{ОРУ} = A \cdot B \tag{38}$$

$$S_{ОРУ} = 135 \cdot 95,7 = 12919,5 \text{ м}^2$$

Определяем суммарный световой поток $\Sigma\Phi$, для обеспечения необходимой освещенности.

$$\Sigma\Phi = E_{\min} \cdot S_{ОРУ} \cdot K_z \cdot K_n, \tag{39}$$

где K_z – коэффициент запаса ($K_z = 1,15$ до $1,5$), принимаем $K_z = 1,5$

K_n – коэффициент потерь $K_n = 1,5$

$$\Sigma\Phi = 15 \cdot 12919,5 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 436033,13 \text{ лм}$$

Далее задаемся прожектором:

Принимаем к установке светодиодный прожектор СЭП.2.

Алюминиевый ребристый профиль с микрорельефом. Ударопрочное стекло 3мм из оптического поликарбоната. Крепление - скоба стальная окрашена серой порошковой краской обеспечивает надежное крепление на ровной поверхности. Стабилизация по току, по напряжению, по температуре.

Высокий коэффициент мощности 0,99 при ~ 110В и 0,98 при ~ 230В удерживается на кольце. Для отвода тепла снизу и сверху имеются вентиляционные устройства.

Преимущества:

- Стабильные эксплуатационные показатели
- Оптимизирована поверхность теплообмена с внешней средой, установлен терморегулятор, позволяющий избежать возможного перегрева при возникновении чрезвычайной ситуации (при высоких температурах окружающей среды, более 60С)
- Светодиоды имеют 4-х кратный запас по мощности, а также устанавливается система защиты, предотвращающая отключение светильника из за выхода из строя одного или нескольких светодиодов «Шунтирование каждого светодиода» не подвержен образованию конденсата и не позволяет образовываться наледи.



Рисунок 6 – Прожектор СЭП.2

$$\Phi_{л} = 50000 \text{ лм}$$

$$P_{л} = 0,6 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пр} = 0,3\%$$

Определяем необходимое количество прожекторов:

$$N_{пр} = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta_{пр}} \quad (40)$$

$$N_{пр} = \frac{436033,13}{50000 \cdot 0,3} = 29 \text{ шт}$$

Принимаем в установке 29 прожекторов, минимальная высота установки 12 м. Все прожекторы равномерно распределяем по территории станции и закрепляем на линейных порталах и мачтах молниеотводов.

7. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Различают три вида заземлений: рабочее заземление, защитное заземление и заземление грозозащиты, причем в ряде случаев один и тот же заземлитель может выполнять два или три назначения одновременно.

К рабочему заземлению относятся заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, дугогасящих аппаратов, измерительных трансформаторов напряжения, реакторов, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода и пр.

Защитное заземление выполняется для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электрическую установку, путем заземления металлических частей установки (например, баков трансформаторов), которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

Заземления грозозащиты служат для отвода тока молнии в землю от защитных разрядников, стержневых и тросовых молниеотводов или других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Основная цель заземления – это снижение напряжения прикосновения. Для всех видов заземления выполняется один общий заземлитель, который может быть естественным или искусственным.

В качестве естественных заземлителей могут выступать:

- металлические трубы проложенных в земле трубопроводов;
- железобетонные и металлические конструкции, которые соприкасаются с землей. В эту группу входят и находящиеся в неагрессивных средах, покрытые гидроизоляцией железобетонные фундаменты;
- водоводы, шпунты гидротехнических сооружений, выполненные из металла и т.п.;

– если между рельсами неэлектрофицированных железных дорог и подъездных путей имеется преднамеренное устройство перемычек, рельсовые пути также могут использоваться в качестве естественного заземлителя;

– любые другие металлические сооружения, находящиеся в толще земли;

– оболочки проложенных в земле бронированных металлических кабелей (кроме алюминиевых). Этот вариант заземлителя может использоваться только в том случае, если кабелей имеется больше одного.

Искусственные заземлители, как правило, изготавливаются из меди или черной или оцинкованной стали. Они не должны быть окрашенными.

Заземлителями не могут выступать трубопроводы взрывоопасных газов и горючих жидкостей, канализации и центрального отопления.

Цель расчета заземляющего устройства в том, что исходя из выбранного грунта, размеров подстанции и количества продольных и поперечных полос, необходимо определить количество вертикальных заземлителей для обеспечения требуемого R .

Для проектирования станции произведем расчет искусственного заземлителя состоящего из 11 продольных полос длиной 145 м. и 15 поперечных длиной 100 м, выравнивающих потенциал и образующих сетку. И вертикальных заземлителей, устанавливаемых по периметру на ОРУ.

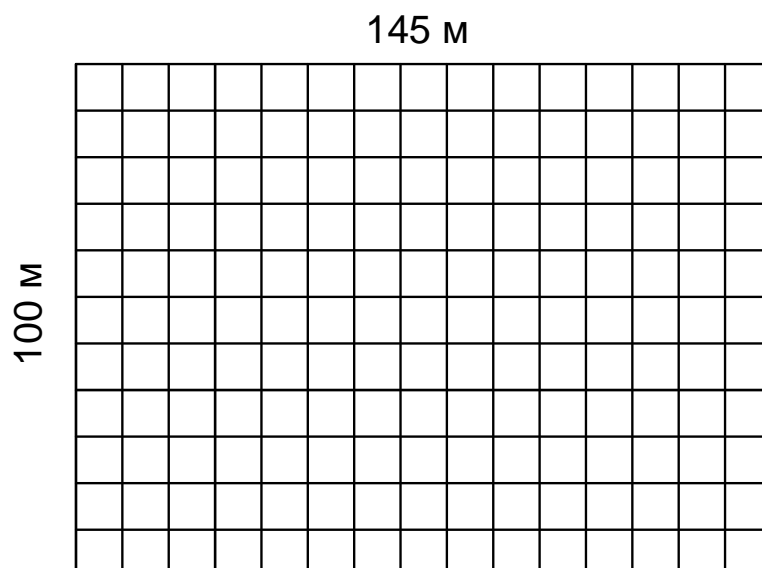


Рисунок 7 – Сетка заземления

Сначала определяем сопротивление одной продольной полосы:

$$R_{n01} = \frac{0,366 \cdot \rho_n}{l} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}\right), \quad (41)$$

где l – длина полосы (14500 см);

b – ширина полосы (3 см);

t – глубина заложения (80 см);

ρ_n – удельное сопротивление грунта на глубине закладки полосы.

$$\rho_n = K_1 \cdot \rho, \quad (42)$$

где K_1 – коэффициент учитывающий просыхание и промерзание почвы (для $t = 80$, $K_1 = 1,6$);

ρ – среднее удельное сопротивление грунта.

Принимаем грунт суглинок, $\rho = 1,5 \cdot 10^4$ Ом · см.

$$R_{n01} = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{14500} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 14500^2}{3 \cdot 80}\right) = 3,78 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление всех продольных полос с учетом коэффициента использования:

$$R_{nm1} = \frac{R_{no1}}{\eta \cdot \eta_u}, \quad (43)$$

где η_u – коэффициент использования (0,5 – 0,6).

$$R_{nm1} = \frac{3,78}{11 \cdot 0,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Аналогично определяем сопротивление одной поперечной полосы R_{no2} и всех поперечных полос R_{nm2} .

$$R_{no2} = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{10000} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 10000^2}{3 \cdot 80}\right) = 5,2 \text{ Ом}$$

$$R_{nm1} = \frac{5,2}{15 \cdot 0,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Далее находим общее сопротивление сетки полос:

$$R_c = \frac{R_{nm1} \cdot R_{nm2}}{R_{nm1} + R_{nm2}} \cdot \frac{1}{\eta}, \quad (44)$$

где η – коэффициент использования (0,8).

$$R_c = \frac{0,7 \cdot 0,7}{0,7 + 0,7} \cdot \frac{1}{0,8} = 0,44 \text{ Ом}$$

Условие выполняется, так как $R_c = 0,44 \text{ Ом} < R_{з\text{треб}} = 0,5 \text{ Ом}$.

8. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Перенапряжение — любое увеличение напряжённости электрического поля, в какой-либо части установки или линии электропередачи, достигающее величины, опасной для состояния изоляции установки. Перенапряжение представляет также опасность для людей, находящихся во время перенапряжения в непосредственной близости от установки или линии.

Перенапряжения разделяют на две группы: (в зависимости от причины появления) – внешние (атмосферное) и внутренние (коммутационное).

Первые появляются при прямых ударах молнии в электроустановку, или непосредственно близко к ней. Они являются наиболее опасными, так как сопровождаются напряжением до 1000 кВ и током сотни кА.

Вторые появляются при различных переключениях в сети – отключение тока короткого замыкания, переключение с холостого хода на нагрузку. Они считаются не опасными, так как изоляция электроустановок на них рассчитана.

В проблему молниезащиты входят:

- Мероприятия по защите отдельных элементов электроустановок от прямых ударов молнии;
- Мероприятия по защите изоляции электрических машин и аппаратов от пробоя;
- Защита от импульса набегающих с линии волны перенапряжения.

Эти мероприятия сводят к установке защитных аппаратов устройств, которые отводят импульс перенапряжения в землю до того как волна достигнет какого либо элемента установки и выведет его из строя, поэтому главной частью всех защитных аппаратов является заземление.

Для защиты от перенапряжений используют аппараты, которые надежно соединяют защищаемую часть с землей при увеличении напряжения выше номинального (в нормальном режиме их сопротивление стремится к бесконечности, при перенапряжениях уменьшается до номинального).

- Вентильные разрядники (искровые промежутки + вентильные шайбы) РВ; РВО; РВС; РВМГ.
- ОПН – ограничители перенапряжения.

Принцип работы ОПН такой же, как у разрядников, только в них нет искровых промежутков, а рабочий материал полностью находится под напряжением сети (выпускаются в полимерном корпусе).

Трубчатые разрядники (для защиты линейной изоляции), два типа:

- РТВ (разрядник трубчатый, винипластовый);
- РТФ (фибробакелитовый).

Для защиты от прямых ударов молнии используются молниеотводы, которые называют: стержневые или тросовые.

Стержневые молниеотводы используются для сосредоточенных объектов, состоят из мачты и шпиля (шпиль надежно заземляется в трех местах, часто эти молниеотводы устанавливают на линейных порталах).

Рассчитать молниезащиту – это значит определить тип защиты, ее зону, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год.

По типу молниезащита может быть:

- одностержневой,
- двухстержневой одинаковой или разной высоты,
- многократной стержневой,
- одиночной тросовой,

- многократной тросовой.

По степени надежности защиты различают два типа зон:

- А – степень надежности защиты $\geq 99,5\%$, $U \leq 500$ кВ;
- Б – степень надежности защиты 95 – 99,5%, $U > 500$ кВ.

Для защиты изоляции силовых и измерительных трансформаторов используют комплекты ограничителей перенапряжений: ОПН – 220, ОПН – 10,5.

Произведем расчет зон защиты многократного стержневого молниеотвода.

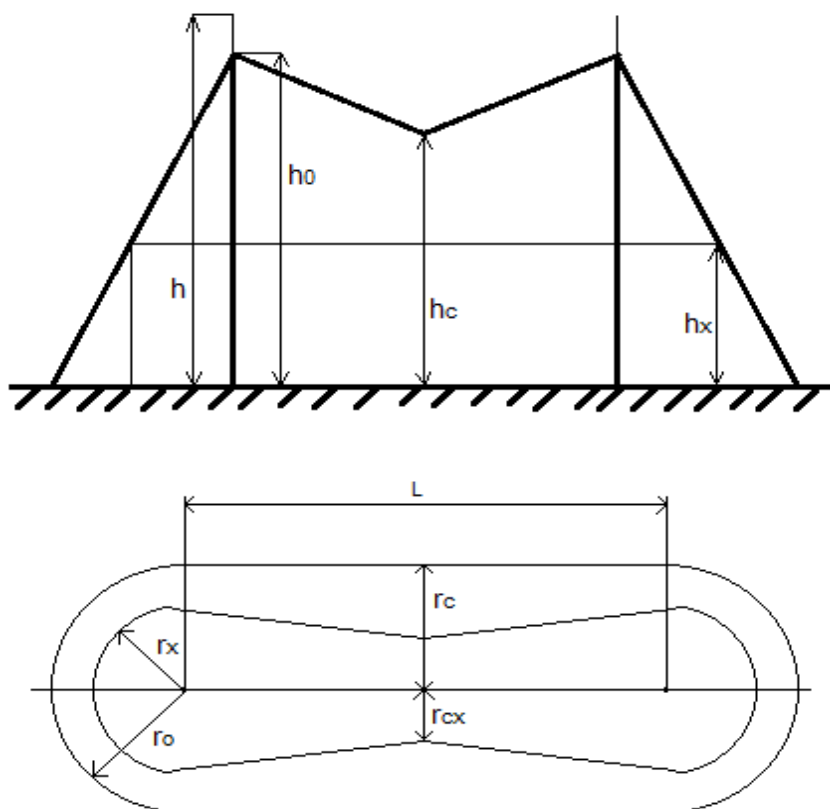


Рисунок 8 – Зоны защиты двух равновеликих молниеотводов

Расчет формулы молниеотводов $h \leq 150$ м.

h – полная высота молниеотвода, м

h_0 – высота вершины конуса молниеотвода, м

h_x – высота защищаемого сооружения, м

h_c – высота средней части молниеотвода, м

r_0 – радиус защиты на уровне земли, м

r_x – радиус защиты на высоте защищаемого сооружения, м

r_{cx} – параметр зоны защиты на средней линии, м

L – расстояние между двумя молниеотводами, м

Зона А - 220 кВ

Одиночные стержневые молниеотводы

$$h = 29 \text{ м}$$

$$h_{x1} = 16 \text{ м}$$

$$h_{x2} = 11 \text{ м}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 29 = 24,65 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot 29 = 30,22 \text{ м}$$

$$r_{x(16)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_{x1}) \quad (45)$$

$$r_{x(16)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot (29 - 1,2 \cdot 16) = 10,2 \text{ м}$$

$$r_{x(11)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_{x2}) \quad (46)$$

$$r_{x(11)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot (29 - 1,2 \cdot 11) = 16,46 \text{ м}$$

Двойные стержневые молниеотводы одинаковой высоты

$$L = 35 \text{ м}$$

Выполняется условие: $h < L \leq 2h$; $29 < 35 \leq 58$.

$$r_c = r_0 = 30,22 \text{ м}$$

$$h_c = 24,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 29) \cdot (35 - 29) = 23,53 \text{ м}$$

$$r_{cx(11)} = 30,22 \cdot (23,53 - 16) \cdot \frac{1}{23,53} = 9,7 \text{ м}$$

$$r_{cx(7,5)} = 30,22 \cdot (23,53 - 11) \cdot \frac{1}{23,53} = 16,1 \text{ м}$$

Результат расчета молниезащиты представлен на листе формата А1.

9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Назначение релейной защиты

При эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей неизбежны их повреждения и не нормальные режимы. Наиболее опасными являются короткие замыкания, повреждения изоляции и перегрузки.

Короткие замыкания возникают из-за пробоя или перекрытия изоляции, обрывов проводов, ошибочных действий персонала (включения под напряжение заземленного оборудования, отключения разъединителей под нагрузкой) и других причин.

В большинстве случаев в месте КЗ возникает электрическая дуга, термическое действие которой приводит к разрушениям токоведущих частей, изоляторов и электрических аппаратов. При КЗ к месту повреждения подходят большие токи (токи КЗ), измеряемые тысячами ампер, которые перегревают неповрежденные токоведущие части и могут вызвать дополнительные повреждения, т. е. развитие аварии. Одновременно в сети, электрически связанной с местом повреждения, происходит глубокое понижение напряжения, что может привести к остановке электродвигателей и нарушению параллельной работы генераторов.

В большинстве случаев развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, действующих на отключение выключателей, и. получивших название релейная защита.

При отключении выключателей поврежденного элемента гаснет электрическая дуга в месте КЗ, прекращается прохождение тока КЗ и восстанавливается нормальное напряжение на неповрежденной части электрической установки или сети. Благодаря этому минимизируются, или

даже совсем предотвращаются повреждения оборудования, на котором возникло КЗ, а также восстанавливается нормальная работа неповрежденного оборудования.

Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

Кроме повреждений электрического оборудования могут возникать такие нарушения нормальных режимов работы, как перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе, или понижение уровня масла в его расширителе и др.

В указанных случаях нет необходимости немедленного отключения оборудования, так как эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться. Поэтому при нарушении нормального режима работы на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом, как правило, достаточно дать предупредительный сигнал персоналу подстанции. На подстанциях без постоянного обслуживающего персонала и в отдельных случаях на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом производится отключение оборудования, но обязательно с выдержкой времени.

Таким образом, вторым назначением релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования, которые могут привести к аварии, и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу, или отключение оборудования с выдержкой времени.

Под устройством релейной защиты подразумевается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при возникновении

повреждений и ненормальных режимов работы оборудования должны действовать на его отключение или на сигнал.

8.2 Классификация реле защиты

По способу подключения реле бывают:

- Первичные (прямое включение в цепь защищаемого элемента).
- Вторичные (включение через измерительные трансформаторы тока, напряжения).

По исполнению реле бывают:

- Электромеханические, с подвижными элементами и контактными системами.
- Статические, без подвижных элементов и контактов (электронные, микропроцессорные).

По назначению реле подразделяются на:

- Измерительные реле (тока, напряжения, сопротивления, мощности, частоты, температуры, уровня) могут быть максимальные или минимальные.
- Логические реле (промежуточные, двухпозиционные, времени, сигнальные).

По способу воздействия на выключатель:

- Реле прямого действия подвижная система которых механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (РТМ, РТВ).
- Реле косвенного действия, которые управляют цепью электромагнита отключения.

8.3 Защита линий

1) Максимально токовая отсечка

Отсечка является разновидностью МТЗ, она подразделяется:

- Отсечка мгновенного действия
- Отсечка с выдержкой времени

Отличие отсечки от МТЗ в том, что в ней по-другому настраивается селективность. Селективность тока отсечек достигается ограничением их зоны действия, для этого ток срабатывания отсечки отстраивается не от тока нагрузки, а от тока К.З. при К.З. в конце защищаемого объекта.

2) Максимально направленная защита

Эта защита является разновидностью МТЗ, но в нее добавлен орган, реагирующий на направление мощности (РМН) за счет это защита реагирует не только на величину тока, но и на его направление. Это делает защиту селективной в более сложных сетях, в кольцевых или двух стороннем питании.

Недостатки МНЗ: в защите остается выдержка времени, из-за завязки на напряжении защита может сработать неправильно при потере цепей напряжения по любым причинам, при К.З. без шин не реагируя – мертвая зона.

3) Продольно-дифференциальная защита

Она используется не только для линий, но и для генераторов, трансформаторов, двигателей. У этой защиты есть важное достоинство: она селективна по принципу действия (т.е. легко отличает внешнее К.З. от К.З. в зоне) и для этого не нужна выдержка времени, т.е. защита, является быстродействующей.

Все дифференциальные защиты основаны на сравнении тока, если токи равны, то она не работает.

У всех дифференциальных защит общий недостаток: это токи небаланса.

4) Поперечно-дифференциальная защита

Защита используется для защиты параллельных линий подключенных через один общий выключатель.

5) Дистанционная защита линий

Служит в сетях со сложной конфигурацией с несколькими источниками питания. Смысл заключается в следующем: защищаемую сеть защита делит на 2-3 зоны в зависимости от того в какой из зон произошло КЗ., защита выставляет разные выдержки времени.

Информацию о том, в какой зоне повреждение, она получает с помощью реле сопротивления, т.е. это реле, измеряя сопротивление изоляции, до места повреждения определяет дистанцию (расстояние на место повреждения).

б) Высокочастотные защиты

ВЧ защиты являются быстродействующими и предназначены для линий срабатывания большой длины, если требуется быстрое двустороннее отключение К.З. в точке защищаемой линии.

ВЧ защиты состоят из двух комплектов расположенных на концах защищаемой линии, связь между которыми производится токами ВЧ, которые передаются по проводам защищаемой линии. Применяются два вида ВЧ защит:

7) Дифференциально-фазные (ДФЗ) Принцип действия ВЧ защит прост и надежен, эти защиты являются единственными обеспечивающее мгновенное и двустороннее К.З. в пределах всей ЛЭП, общим недостатком всех ВЧ защит является более высокая стоимость и сложность по сравнению

с другими видами защит. ВЧ защиты применяются как основные в сетях 110-1150 кВ и позволяет обеспечить быстрое и селективное отключение сети в сетях любой конфигурации.

8) Защита от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью.

В этих сетях однофазное замыкание на землю, является коротким и сопровождается большими токами. Для повышения чувствительности к однофазному К.З. на землю используют фильтры: ФТНП – фильтр токов нулевой последовательности, ФННП – фильтр напряжения нулевой последовательности.

9) Защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью.

В этих сетях однофазное замыкание не является коротким и сопровождается короткими единицами или десятками ампер. В этих сетях с однофазным замыканием разрешается работа до двух часов (на время поиска повреждений).

8.4 Защита трансформаторов

1) Дифференциальная защита трансформатора.

Это основная быстродействующая защита трансформатора от внутренних повреждений, прежде всего, связана с К.З.

В зоны защиты также входят: вводы и часть ошиновки между частью трансформатора. Это защита, по сути, является продольной дифференциальной защитой.

2) Газовая защита трансформатора.

Это защита является также основной от внутренних повреждений. Защита основана на следующем: всякое повреждение внутри бака сопровождается увеличением температуры (перегрев контакта, магнитопровода, электродуги из-за межвиткового и межфазного К.З.)

вызывает разложение масла и органической изоляции и сопровождается с выделением газа.

Газовое реле может срабатывать ложно при выделении воздуха после доливки масла, при внешнем К.З. запуске или остановки насоса охлаждения и при повышенном уровне вибрации.

3) Защита трансформаторов от сверхтока, от внешних кз.

Эта защита является резервной и выполняет две функции:

- Резервирует отказ основных защит трансформаторов (с этой целью она устанавливается со стороны источника, чтобы в зону действия попадал трансформатор).
- Резервирует отказ защиты или выключателя смежного оборудования.

В качестве защиты от сверхтоков используют максимально-токовую защиту (МТЗ), максимально- направленную защиту (МНЗ), МТЗ обратной или нулевой последовательности.

4) Защита трансформатора от перегрузки.

Если трансформатор установлен на подстанции с постоянным дежурством, она выполняется с действием на сигнал при перегрузки 5% от номинальной.

На подстанции без дежурства персонала, защита от перегрузки выполняется тремя ступенями:

- Работает при небольших перегрузках и передает сигнал диспетчеру средствами телесигнализации.
- Работает на автоматической разгрузки и отключается в первую очередь
- Страховочная, служит для резервирования двумя ступенями и если по каким либо причинам разгрузка не произошла.

8.5 Основные требования РЗ

К релейной защите предъявляются такие основные требования:

1. Быстродействие

Быстродействие – это свойство релейной защиты отключать повреждение с минимально возможной выдержкой времени

2. Селективность или избирательность

Селективностью называется способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими к нему выключателями

Применяется несколько способов обеспечения селективности.

Селективность по принципу действия. Защита принципиально не срабатывает при коротком замыкании вне зоны действия, например зона действия дифзащиты ограничивается местом установки ее трансформаторов тока.

Селективность по чувствительности. Ток, напряжение или сопротивление срабатывания выбирается таким образом, чтобы защита не действовала при коротком замыкании на смежной линии, или за трансформатором – токовая отсечка.

Селективность по времени: Выдержка времени каждой предшествующей защиты (например, максимальной токовой защиты) выбирается на ступень селективности больше чем последующая.

3. Чувствительность

Чувствительность – это свойство защиты надежно срабатывать при КЗ в конце защищаемого участка в минимальном режиме работы системы.

4. Надежность

Надежность – это свойство защиты гарантированно выполнять свои функции на протяжении всего периода эксплуатации.

8.6 Основные органы РЗ

Устройства релейной защиты состоят, как правило, из таких основных частей:

- пусковых органов;
- измерительных органов;
- логической части;
- исполнительной части;
- передающей части.

Пусковые органы непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на возникновение КЗ и нарушения нормального режима работы. Пусковые органы выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

На измерительные органы возлагается задача определения места и характера повреждения и принятие решения о необходимости действия защиты. Измерительные органы также выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др. Функции пускового и измерительного органа могут быть объединены в одном органе.

Логическая часть представляет собой схему, которая запускается пусковыми органами и, сопоставляя последовательность и продолжительность действия измерительных органов, производит отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, запускает другие устройства, подает сигналы и производит прочие предусмотренные действия. Логическая часть состоит в основном из элементов времени (таймеров), логических элементов, промежуточных и указательных реле. Исполнительная часть выполняет действие на отключение (включение) выключателей, или других внешних устройств.

Передающая часть используется в некоторых видах защит. Например, приемопередающая аппаратура ВЧ канала у дифференциально-фазных защит.

10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчет примерной сметной стоимости реконструкции ОРУ-220 кВ РГРЭС

В состав сметной стоимости реконструкции входят затраты на приобретение оборудования, его монтаж, демонтаж старого. Кроме этого затраты компенсирующие сдачей металла, высвобождаемого при реконструкции.

Произведем расчет затрат на приобретение оборудования.

Таблица 14 – Стоимость оборудования

Наименование	Тип	Цена, руб	Кол-во, шт	Сумма, руб
Выключатель + ТТ	ВГБУ-220	11 210 000	27	302 670 000
	ТВГ-220			
Разъединитель	РД-220	2 124 000	35	74 340 000
ТН	ЗНГ-220	1 534 000	9	13 806 000
ОПН	ОПН-220	190 000	12	2 280 000

$C_{\text{ОРУ-220}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции ОРУ-220 кВ

$C_{\text{выкл}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции выключателя

$C_{\text{разъед}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции разъединителя

$C_{\text{ТН}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции ТН

$C_{\text{ОПН}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции ОПН

$$C_{\text{ОРУ-220}} = C_{\text{выкл}} + C_{\text{разъед}} + C_{\text{ТН}} + C_{\text{ОПН}} \quad (40)$$

$$C_{\text{ОРУ-220}} = 302670 + 74340 + 13806 + 2280 = 393\,096 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет капиталовложений, необходимых для закупки, доставки и монтажа нового оборудования подстанции и демонтажа старого оборудования подстанции.

$C_{д.м.}$ - стоимость монтажных и демонтажных работ.

$$C_{д.м.РУ-220} = C_{д.м.выкл.} + C_{д.м.разъед} + C_{д.м.ТН} + C_{д.м.ОПН} \quad (41)$$

$$C_{д.м.выкл.} = C_{выкл.} \cdot 35\% \quad (42)$$

$$C_{д.м.выкл.} = 302670 \cdot 0,35 = 105934 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{д.м.разъед} = C_{разъед} \cdot 30\% \quad (43)$$

$$C_{д.м.разъед} = 74340 \cdot 0,3 = 22302 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{д.м.ТН} = C_{ТН} \cdot 25\% \quad (44)$$

$$C_{д.м.ТН} = 13806 \cdot 0,25 = 3451,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{д.м.ОПН} = C_{ОПН} \cdot 20\% \quad (45)$$

$$C_{д.м.ОПН} = 2280 \cdot 0,2 = 456 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{д.м.РУ-220} = 105934 + 22302 + 3451,5 + 456 = 132143,5 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость высвобожденного металла

$$C_{мет} = C_0 \cdot n \cdot m, \quad (46)$$

где $C_{мет}$ - стоимость высвобожденного металла,

C_0 – стоимость 1 кг металла (7р.),

n – количество (9 шт),

m – масса (10 т.).

$$C_{мет} = 7 \cdot 9 \cdot 10000 = 630 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем ориентировочные вложения на реконструкцию ОРУ-220 кВ.

$$K_{PY-220} = C_{PY-220} + C_{\text{монт,демонт PY-220}} - C_{\text{мет}} \quad (47)$$

$$K_{PY-220} = 393096 + 132143,5 - 630 = 524609,5 \text{ тыс. руб.}$$

11. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности – это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Требования к персоналу, работающему в электроустановке:

1. Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовке такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебно-тренировочных центрах).

2. Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работы персонала.

3. Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

4. Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях.

5. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний настоящих Правил и других нормативно-технических

документов правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности в соответствии с приложением №1 к настоящим Правилам.

Персонал обязан соблюдать требования настоящих Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы (приложения №2,3 к настоящим Правилам), в которое вносятся результаты проверки знаний.

6. Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении (приложение №2 к настоящим Правилам).

Под специальными работами, право на проведение которых отражается в удостоверении после проверки знаний работника, следует понимать:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях: чистка, обмыв и замена изоляторов, ремонт проводов, контроль измерительной штангами изоляторов и соединительных зажимов, смазка тросов;
- испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегомметром).

Перечень специальных работ может быть дополнен указанием работодателя с учетом местных условий.

7. Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

8. Каждый работник, если он не может принять меры к устранению нарушений настоящих Правил, должен немедленно сообщить вышестоящему руководителю о всех замеченных им нарушениях и представляющих опасность для людей неисправностях электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты и т.д.

Организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относятся:

- Оформление работ нарядом, распоряжением и порядке текущей эксплуатации;
- Допуск к работе;
- Надзор во время работы;
- Оформление перерывов;
- Перевод на другую работу;
- Окончание работы.

Лица ответственные за безопасность производства работ в электроустановках:

- Выдающий наряд, отдающий распоряжения или устанавливающий перечень работ в порядке текущей эксплуатации. Он определяет необходимость и возможность безопасного ведения работы, отвечает за достаточность и правильность в наряде мер безопасности, за качественный состав бригады и назначение ответственным и соответствие их группам.

– Ответственный за безопасное ведение работы, как правило, назначается при работах свыше 1000В и отвечает за выполнением мер безопасности их достаточность за полноту и качество инструктажа, в том числе и проводимую документацию производителя, а также за организации безопасного ведения работ и он назначается при выполнении работ: 1- с использованием механизмов, 2-с исключением электрооборудования, 3-на КЛ и КЛС в зоне интенсивного движения трансформатора. При одновременной работе двух или более бригад.

– По изменению схемы присоединений.

– Окончание работы.

Технические мероприятия.

При подготовке рабочего места необходимо выполнить следующие мероприятия в строго установленном порядке:

– Допускающий отвечает за правильность и достаточность мер безопасности и соответствии их в наряде характеристику и месту работы за правильный допуск, а также за полноту и правильность проводимого им инструктажа. Производитель работ отвечает за соответствие подготовленного рабочего места, указанием наряда, дополнительные меры безопасности необходимы для выполнения работ: 1- за четкость и полноту инструкции, 2-за наличие исправности и правильности применения средств защиты, 3-за сохранение на рабочем месте ограждений, заземлений, знаков и плакатов безопасности, 4-за безопасное выполнение работ самим и работникам. До 1000В III группа, свыше IV группа.

– Наблюдающий назначается для надзора не имеющим право самостоятельной работы, и он отвечает за соответствии подготовки рабочего места: 1-за наличие и сохранность на рабочем месте ограждений, заземлений, 2-за безопасность членов бригады.

– Член бригады имеет III группу всегда и отвечает за безопасность ведения работ.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

– произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

– на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

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

– установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

– вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Ограждение рабочего места, вывешивание плакатов.

1. В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

2. Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т.п., изготовленные из изоляционных материалов.

При установке временных ограждений без снятия напряжения расстояние от них до токоведущих частей должно быть не менее указанного в таблице 1.1. В электроустановках напряжением 6-10 кВ это расстояние может быть уменьшено до 0,35 м.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

3. В электроустановках напряжением до 20 кВ в тех случаях, когда нельзя оградить токоведущие части щитами, допускается применение изолирующих накладок, помещаемых между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями (например, между контактами отключенного разъединителя). Эти накладки могут касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Устанавливать и снимать изолирующие накладки должны два работника, имеющие группы IV и III.

Старший из них должен быть из числа оперативного персонала. При операциях с накладками следует использовать диэлектрические перчатки, изолирующую штангу (клещи).

4. На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

5. В ОРУ при работах, проводимых с земли, и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место должно быть ограждено (с оставлением проезда, прохода) канатом, веревкой или шнуром из растительных либо синтетических волокон с вывешенными

на них плакатами "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

При снятии напряжения со всего ОРУ, за исключением линейных разъединителей, последние должны быть ограждены канатом с плакатами "Стой! Напряжение", обращенными наружу огражденного пространства.

В ОРУ при работах во вторичных цепях по распоряжению ограждать рабочее место не требуется.

6. В ОРУ на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение". Эти плакаты может устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат «Влезать здесь».

7. На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат "Работать здесь".

8. Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работы плакаты и ограждения, установленные при подготовке рабочих мест допускающим, кроме случаев, оговоренных в графе "Особые указания" наряда

Порядок организации работ по наряду

1. Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону, радио - в трех экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр, а работник, принимающий текст в виде телефоно- или радиограммы, факса или электронного письма, заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

В зависимости от местных условий (расположения диспетчерского пункта) один экземпляр наряда может оставаться у работника, разрешающего подготовку рабочего места (диспетчера).

2. Число нарядов, выдаваемых на одного ответственного руководителя работ, определяет выдающий наряд.

Допускающему и производителю работ (наблюдающему) может быть выдано сразу несколько нарядов и распоряжений для поочередного допуска и работы по ним.

3. Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлен 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным.

4. Продлевать наряд может работник, выдавший наряд, или другой работник, имеющий право выдачи наряда на работы в данной электроустановке.

Разрешение на продление наряда может быть передано по телефону, радио или с нарочным допускающему, ответственному руководителю или производителю работ, который в этом случае за своей подписью указывает в наряде фамилию и инициалы работника, продлившего наряд.

5. Наряды, работы по которым полностью закончены, должны храниться в течение 30 суток, после чего они могут быть уничтожены. Если при выполнении работ по нарядам имели место аварии, инциденты или несчастные случаи, то эти наряды следует хранить в архиве организации вместе с материалами расследования.

6. Учет работ по нарядам ведется в Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям (приложение №5 к настоящим Правилам).

Работы по одному наряду на нескольких рабочих местах, присоединениях, подстанциях

7. Наряд разрешается выдавать на одно или несколько рабочих мест одного присоединения, за исключением случаев, оговоренных в п.п. 8, 9, 11, 12, 14

8. В электроустановках напряжением выше 1000 В, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в том числе с вводов ВЛ и КЛ, и заперт вход в соседние электроустановки (сборки и щиты до 1000 В могут оставаться под напряжением), допускается выдавать один наряд для одновременной работы на всех присоединениях.

В электроустановках напряжением до 1000 В при полностью снятом напряжении со всех токоведущих частей допускается выдавать один наряд

на выполнение работ на сборных шинах РУ, распределительных щитов, сборок, а также на всех присоединениях этих установок одновременно.

9. При выводе в ремонт агрегатов (котлов, турбин, генераторов) и отдельных технологических установок (систем золоудаления, сетевых подогревателей, дробильных систем и др.) можно выдавать один наряд для работы на всех (или части) электродвигателях этих агрегатов (установок) и один наряд для работ в РУ на всех (или части) присоединениях, питающих электродвигатели этих агрегатов (установок).

Выдавать один наряд допускается только для работы на электродвигателях одного напряжения и присоединениях одного РУ.

10. При работе по одному наряду на электродвигателях и их присоединениях в РУ, укомплектованном шкафами КРУ, оформление перевода с одного рабочего места на другое не требуется, разрешается рассредоточение членов бригады по разным рабочим местам. В РУ другого конструктивного исполнения допуск и работа на присоединениях электродвигателей должны проводиться с оформлением перевода с одного рабочего места на другое.

11. В РУ напряжением 3 - 110 кВ с одиночной системой шин и любым числом секций при выводе в ремонт всей секции полностью разрешается выдавать один наряд для работы на шинах и на всех (или части) присоединениях этой секции. Разрешается рассредоточение членов бригады по разным рабочим местам в пределах этой секции.

12. Один наряд для одновременного или поочередного выполнения работ на разных рабочих местах одного или нескольких присоединений одной электроустановки допускается выдавать в следующих случаях:

- при прокладке и перекладке силовых и контрольных кабелей, испытаниях электрооборудования, проверке устройств защиты, измерений, блокировки, электроавтоматики, телемеханики, связи и др.;
- при ремонте коммутационных аппаратов одного присоединения, в том числе когда их приводы находятся в другом помещении;
- при ремонте отдельного кабеля в туннеле, коллекторе, колодце, траншее, котловане;
- при ремонте кабелей (не более двух), выполняемом в двух котлованах или РУ и находящемся рядом котловане, когда расположение рабочих мест позволяет производителю работ осуществлять надзор за бригадой.

При этом разрешается рассредоточение членов бригады по разным рабочим местам. Оформление в наряде перевода с одного рабочего места на другое не требуется.

13. При проведении работ согласно п.п. 8, 9, 11, 12 все рабочие места должны быть подготовлены до допуска бригады на первое рабочее место.

Не допускается подготовка к включению любого из присоединений, в том числе опробование электродвигателей, до полного окончания работ по наряду.

В случае рассредоточения членов бригады по разным рабочим местам допускается пребывание одного или нескольких ее членов, имеющих группу III, отдельно от производителя работ.

Членов бригады, которым предстоит находиться отдельно от производителя работ, последний должен привести на рабочие места и проинструктировать о мерах безопасности труда, которые необходимо соблюдать при выполнении работы.

14. Допускается выдавать один наряд для поочередного проведения однотипной работы на нескольких подстанциях или нескольких

присоединениях одной подстанции. К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений; отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда 1 сутки.

Допуск на каждую подстанцию и на каждое присоединение оформляется в соответствующей графе наряда (приложение № 4 к настоящим Правилам).

Каждую из подстанций разрешается включать в работу только после полного окончания работы на ней.

Организация работ по распоряжению.

1. Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей. При необходимости продолжения работы, при изменении условий работы или состава бригады распоряжение должно отдаваться заново.

При перерывах в работе в течение дня повторный допуск осуществляется производителем работ.

2. Распоряжение на работу отдается производителю работ и допускающему. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, в тех случаях, когда допуск на рабочем месте не требуется, распоряжение может быть отдано непосредственно работнику, выполняющему работу.

3. Работы, выполнение которых предусмотрено по распоряжению, могут по усмотрению работника, выдающего распоряжение, проводиться по наряду.

4. Распоряжение допускается выдавать для работы поочередно на нескольких электроустановках (присоединениях).

5. Допуск к работам по распоряжению должен быть оформлен в Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям (приложение № 5 к настоящим Правилам).

6. По распоряжению оперативным и оперативно-ремонтным персоналом или под его наблюдением ремонтным персоналом в электроустановках напряжением выше 1000 В могут проводиться неотложные работы продолжительностью не более 1 часа без учета времени на подготовку рабочего места.

Неотложные работы, для выполнения которых требуется более 1 часа или участия более трех работников, включая работника, осуществляющего наблюдение, должны проводиться по наряду.

7. При проведении неотложных работ производитель работ (наблюдающий) из числа оперативного персонала, выполняющий работу или осуществляющий наблюдение за работающими в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В -группу III. Члены бригады, работающие в электроустановках напряжением до и выше 1000 В, должны иметь группу III.

Перед допуском должны быть выполнены все технические мероприятия по подготовке рабочего места, определяемые выдающим распоряжение.

8. В электроустановках напряжением выше 1000 В допускается выполнять по распоряжению следующие работы: на электродвигателе, от которого кабель отсоединен и концы его замкнуты накоротко и заземлены; на генераторе, от выводов которого отсоединены шины и кабели; в РУ на выкаченных тележках КРУ, у которых шторки отсеков заперты на замок, а

также работы на нетоковедущих частях, не требующие снятия напряжения и установки временных ограждений.

9. Допускается выполнение работ по распоряжению в электроустановках напряжением до 1000 В, кроме работ на сборных шинах РУ и на присоединениях, по которым может быть подано напряжение на сборные шины, на ВЛ с использованием грузоподъемных машин и механизмов, в том числе по обслуживанию сети наружного .

10. В электроустановках напряжением до 1000 В, расположенных в помещениях, кроме особо опасных, в особо неблагоприятных условиях, в отношении поражения людей электрическим током, работник, имеющий группу III и право быть производителем работ, может работать единолично.

11. При монтаже, ремонте и эксплуатации вторичных цепей, устройств релейной защиты, измерительных приборов, электроавтоматики, телемеханики, связи, включая работы в приводах и агрегатных шкафах коммутационных аппаратов, независимо от того находятся они под напряжением или нет, производителю работ разрешается по распоряжению отключать и включать вышеуказанные устройства, а также опробовать устройства защиты и электроавтоматики на отключение и включение выключателей с разрешения оперативного персонала.

12. В электроустановках напряжением выше 1000 В одному работнику, имеющему группу III, по распоряжению допускается проводить:

- благоустройство территории ОРУ, скашивание травы, расчистку от снега дорог и проходов;
- ремонт и обслуживание устройств проводной радио- и телефонной связи, осветительной электропроводки и арматуры, расположенных вне камер РУ на высоте не более 2,5 м;
- возобновление надписей на кожухах оборудования и ограждениях вне камер РУ;

- наблюдение за сушкой трансформаторов, генераторов и другого оборудования, выведенного из работы;
- обслуживание маслоочистительной и прочей вспомогательной аппаратуры при очистке и сушке масла;
- работы на электродвигателях и механической части вентиляторов и маслососов трансформаторов, компрессоров;
- другие работы, предусмотренные настоящими Правилами.

13. По распоряжению единолично уборку коридоров ЗРУ и электропомещений с электрооборудованием напряжением до и выше 1000 В, где токоведущие части ограждены, может выполнять работник, имеющий группу II. Уборку в ОРУ может выполнять один работник, имеющий группу III.

В помещениях с отдельно установленными распределительными щитами (пунктами) напряжением до 1000 В уборку может выполнять один работник, имеющий группу I.

14. На ВЛ по распоряжению могут выполняться работы на нетоковедущих частях, не требующих снятия напряжения, в том числе: с подъемом до 3 м, считая от уровня земли до ног работающего; без разборки конструктивных частей опоры; с откапыванием стоек опоры на глубину до 0,5 м; по расчистке трассы ВЛ, когда не требуется принимать меры, предотвращающие падение на провода вырубаемых деревьев, либо когда обрубка веток и сучьев не связана с опасным приближением людей, приспособлений и механизмов к проводам и с возможностью падения веток и сучьев на провода.

15. Допускается на ВЛ одному работнику, имеющему группу II, выполнять по распоряжению следующие работы:

- осмотр ВЛ в светлое время суток при благоприятных метеоусловиях, в том числе с оценкой состояния опор, проверкой загнивания деревянных оснований опор;
- восстановление постоянных обозначений на опоре;
- замер габаритов угломерными приборами;
- противопожарную очистку площадок вокруг опор;
- окраску бандажей на опорах.

Организация работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации согласно перечню.

1. Небольшие по объему виды работ, выполняемые в течение рабочей смены и разрешенные к производству в порядке текущей эксплуатации, должны содержаться в заранее разработанном и подписанном техническим руководителем или ответственным за электрохозяйство, утвержденном руководителем организации перечне работ. При этом должны быть соблюдены следующие требования:

- работа в порядке текущей эксплуатации (перечень работ) распространяется только на электроустановки напряжением до 1000 В;
- работа выполняется силами оперативного или оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании, участке.

Подготовка рабочего места осуществляется теми же работниками, которые в дальнейшем выполняют необходимую работу.

2. Работа в порядке текущей эксплуатации, включенная в перечень, является постоянно разрешенной, на которую не требуется каких-либо дополнительных указаний, распоряжений, целевого инструктажа.

3. При оформлении перечня работ в порядке текущей эксплуатации следует учитывать условия обеспечения безопасности и возможности единоличного выполнения конкретных работ, квалификацию персонала,

степень важности электроустановки в целом или ее отдельных элементов в технологическом процессе.

4. Перечень должен содержать указания, определяющие виды работ, разрешенные к выполнению бригадой.

5. В перечне должен быть указан порядок регистрации работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации (уведомление вышестоящего оперативного персонала о месте и характере работы, ее начале и окончании, оформлении работы записью в оперативном журнале и т.п.).

6. К работам, выполняемым в порядке текущей эксплуатации в электроустановках напряжением до 1000 В, могут быть отнесены:

- работы в электроустановках с односторонним питанием;
- отсоединение, присоединение кабеля, проводов электродвигателя, другого оборудования;
- ремонт магнитных пускателей, рубильников, контакторов, пусковых кнопок, другой аналогичной пусковой и коммутационной аппаратуры при условии установки ее вне щитов и сборок;
- ремонт отдельных электроприемников (электродвигателей, электрокалориферов и т.д.);
- ремонт отдельно расположенных магнитных станций и блоков управления, уход за щеточным аппаратом электрических машин;
- снятие и установка электросчетчиков, других приборов и средств измерений;
- замена предохранителей, ремонт осветительной электропроводки и арматуры, замена ламп и чистка светильников, расположенных на высоте не более 2,5 м;
- другие работы, выполняемые на территории организации, в служебных и жилых помещениях, складах, мастерских и т.д.

Приведенный перечень работ не является исчерпывающим и может быть дополнен решением руководителя организации. В перечне должно быть указано, какие работы могут выполняться единолично.