

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/35/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 632

Екатеринбург 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра энергетики и транспорта

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭТ
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/35/10 кВ

Исполнитель:

студент(ка) группы ЗЭС-404С _____ Д.А. Гаврик

Руководитель:

Старший преподаватель кафедры ЭТ _____ Ю.А. Юксеев

Нормоконтролер:

ст. преподаватель кафедры ЭТ _____ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 60 страницах, содержит 10 рисунков, 21 таблиц, 30 источников литературы.

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПИТАЮЩАЯ ЛИНИЯ.

Гаврик Д.А. реконструкция подстанции напряжением 110/35/10кВ: выпускная квалификационная работа / Д. А. Гаврик; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. энергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 73 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

В данной работе проанализировали существующую систему электроснабжения подстанции и оборудование, подлежащее замене;

Проверили число и мощность трансформаторов, а также выключатели высокого напряжения.

Выполнили план реконструкции подстанции.

Произведен расчет заземляющего устройства и выбор молнии защиты.

Выбранное современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения, проверено на воздействие токов короткого замыкания.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1.ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ.....	7
1.1 Нормативные требования ПУЭ при реконструкции ПС	7
1.2 Характеристика объекта.....	111
1.3 Электрические нагрузки потребителей	Ошибка! Закладка не определена.
1.4 Расчет токов короткого замыкания.....	14
1.4.1 Определение параметров схем замещения.....	18
2.ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ И КОМПЛЕКТАЦИЯ КОМПЛЕКСНО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА.....	21
2.1 Выбор и проверка выключателей и разъединителей 110кВ	23
2.2 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ.....	27
2.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей 35 кВ.....	28
2.4 Проверка разрядников 35кВ	Ошибка! Закладка не определена.
2.5 Выбор и проверка выключателей и ОПН 10 кВ	32
2.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	37
2.7 Проверка трансформаторов напряжения 110 и 35 кВ	38
2.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	39
2.9 Проверка гибких шин 110 кВ	42
2.10 Выбор и проверка жестких шин 10 кВ	43
3.ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.....	45
3.1 Расчет защитного заземления	45
3.2 Молниезащита понизительной подстанции	Ошибка! Закладка не определена.
4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ ДО 110 кВ.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60

ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	62
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	65
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	69

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является главной и неотъемлемой частью народного хозяйства. В электроэнергетической, как и во многих других отраслях остро стоит вопрос о модернизации сетей и подстанций, в связи с установлением оборудования 35–50 лет назад, выработало свой ресурс. Нынешняя его работоспособность, во многом сохраняется за счет того, что оборудование было изготовлено с многократным запасом по прочности.

Высоковольтные выключатели исчерпали свой коммутационный ресурс. Запасных частей, которые подлежат замене при текущих и капитальных ремонтах сегодня, практически никто не выпускает. Современным рынком представлены лишь аналоги, выпускаемые кооперативами, но качество таких запчастей очень низкое.

Резинотехнические изделия (РТИ), за годы работы теряют эластичность, из-за многократных температурных изменений, на уплотнительных кольцах и прокладках присутствует остаточная деформация.

В процессе обслуживания, РТИ, нередко изготавливаются на подстанциях самим ремонтным персоналом, с помощью подручных приспособлений; конечно, такие комплектующие не могут обеспечить герметичность и надежность узлов. На смену масляным выключателям приходят выключатели дугогасящей средой, в которых служат элегаз и вакуум.

В данной контрольной работе будет рассмотрена реконструкция подстанции 110/35/10кВ «Возвышенка», которая нуждается в замене устаревшего электрооборудования.

Согласно реконструкции предусматривается их замена на нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Показатели надежности грозозащиты при установке ОПН в два раза выше, чем при установке вентильных разрядников.

Кроме того, с переходом от разрядников к ограничителям перенапряжений в сетях 110кВ впервые появляются аппаратные средства защиты от внутренних перенапряжений.

Объектом исследования: является понизительная подстанция напряжением 110/35/10кВ.

Предметом исследования: являются высоковольтное оборудование

Цель работы: выполнить модернизацию подстанции 110/35/10кВ

Задачи работы:

- проанализировать существующую систему электроснабжения подстанции;
- проанализировать оборудование, подлежащее замене;
- проверить число и мощность трансформаторов;
- проверить выключатели высокого напряжения;
- выполнить план реконструкции подстанции

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Нормативные требования правил устройства электроустановки при реконструкции подстанции

Открытым распределительным устройством (ОРУ) называется РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе.

Закрытым распределительным устройством (ЗРУ) называется РУ, оборудование которого расположено в здании.

Комплектным распределительным устройством называется РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов, или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Трансформаторной подстанцией называется устройство, предназначенное для преобразования электрической энергии одного рабочего напряжения в другое. Основным элементом каждой подстанции является силовой трансформатор. В данной подстанции 110/35/10 кВ. применяются трехобмоточные силовые трансформаторы, где обеспечивается преобразование электрической энергии одного напряжения в два других, что диктуется разными расстояниями до потребителей. На достаточно обширной территории.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции и расстояния между ними должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

– вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т.п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

– при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ.

Согласно ПТЭ расстояние вдоль линий электропередачи, проходящие по ненаселенной местности, устанавливаются охранные зоны, отстоящими от крайних проводов на расстоянии:

- для линий напряжением до 10 кВ включительно 10м;
- для линий напряжением до 35 кВ включительно 15м;
- для линий напряжением до 110 кВ включительно 20м;

Горизонтальные расстояния от крайних проводов воздушных линий до ближайших частей зданий должны быть не менее:

- для линий напряжением до 10 кВ включительно 2м;
- для линий напряжением до 35 кВ- 110кВ включительно 4м.

Высота ограждений распределительных устройств (РУ) должна быть не менее 1,7м.

Между токоведущими частями различных фаз:

- до 10кВ не менее 13см;
- до 35кВ не менее 44см;
- до 110кВ не менее 100см.

Но на практике увеличивают до 70%.

От не изолированных токоведущих частей до ограждений:

- до 10 кВ не менее 15см;
- до 35 кВ не менее 240см;
- до 110 кВ не менее 290см.

Но на практике увеличивают на 70%.

Во всех цепях РУ должна быть обязательно предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность

отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т.п.)

Выключатель или его привод должен иметь хорошо видимый и надежно работающий указатель положения («включено», «отключено»). Применение сигнальных ламп в качестве единственных указателей положения выключателя не допускается. Если выключатель не имеет открытых контактов и его привод отделен стеной от выключателя, то указатель должен быть и на выключателе, и на приводе.

Ошиновка РУ и подстанций должна выполняться, как правило, из алюминиевых полос и шин из профилей алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения.

Заземляющие ножи должны быть окрашены в черный цвет. Рукоятки же приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах должны быть подготовлены контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для осмотра камер при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры должны устанавливаться на высоте 1,2 м и быть съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м необходимо оставить между дверью и барьером расстояние не менее 0,5 м или предусмотреть площадку перед дверью для осмотра.

В том случае, когда деформации проводов (шин), обусловленные изменениями температуры, вибрацией и т. п., могут вызывать опасные механические напряжения в проводах или изоляторах, обязательно следует предусматривать меры, исключающие возникновение таких напряжений. Например компенсаторы.

Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Но осветительная арматура должна иметь возможность безопасного обслуживания.

Металлические конструкции ЗРУ, ОРУ и подстанций, и железобетонные конструкции должны быть защищены от коррозии.

Распределительные устройства должны иметь четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей и панелей.

Надписи должны выполняться на лицевой стороне устройства, а при обслуживании с двух сторон - также на задней стороне устройства.

В РУ должна быть обеспечена возможность установки переносных защитных заземлений.

Корпуса панелей выполняются из негорючих материалов, а конструкции кожухов и других частей устройств из негорючих или трудногорючих материалов. Это требование не касается диспетчерских и им подобных пультов управления.

Распределительные устройства выполняются так, чтобы вибрации, возникающие при действии аппаратов, а также от сотрясений, вызванных внешними воздействиями, не нарушали контактных соединений и не вызывали разрегулировки аппаратов и приборов [2].

1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Подстанция 110/35/10 кВ «Возвышенка». Находится в с. Возвышенка Северо-Казахстанской области подключена к энергосистеме путем сооружения воздушных линий 110 кВ. Предназначена для питания нескольких сел, а также объектов сельскохозяйственного назначения. Напряжение на вводе трансформаторов подается по двум взаиморезервируемым линиям: одна линия от ПС «Киялы» расстояние 140 км, вторая от ПС «ПТЭЦ-2» Петропавловска, расстояние 180 км. Такая схема позволяет производить поочередный ремонт.

Подстанция 110/35/10 кВ «Возвышенка» состоит из оборудования выпуска семидесятых годов. На подстанции установлены: два трансформатора ТДТН-10000, силовой трехфазный трехобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Питание потребителей производится от трансформатора 2, трансформатор 1 находится в резерве. Характеристика трансформаторов представлена в приложении А.

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отключения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах. На стороне 10 кВ установлены масляные выключатели ВМПП-10, предохранители ТСН ПК-10, разрядники РВП-10, шкафы КРУ.

На стороне 35 кВ установлены масляные выключатели С-35-630-10, номинальный ток 630 А. Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке. Для предупреждения аварий между силовыми выключателями и разъединителями данной цепи предусматривается механическая и электромагнитная блокировка, недопускающая отключение разъединителя при включенном выключателе. На стороне 110 кВ установлены разъединители: РЛНД-2-110/600, РЛНД-16-110/600, выключатель масляный МКП -110/630, разрядники шин РВС-110. Характеристика оборудования представлена в приложении А

В результате процессов, связанных с резким изменением режима работы электрических сетей воздействием, например, молний, возникают перенапряжения. Для защиты от перенапряжений на стороне 110 кВ применяют разрядники РВС-110. Для обеспечения измерения токов и напряжений в электроустановках высокого напряжения применяют трансформаторы тока ТФНД-110, ТВТ-110 и трансформаторы напряжения НКФ-110.

За время эксплуатации всё электротехническое оборудование практически выработало свой ресурс, поэтому необходима реконструкция.

В основе модернизации лежит сокращение участия человека в производственном процессе, уменьшение габаритов оборудования, снижение эксплуатационных затрат.

Потребителями подстанции являются несколько сел: Возвышенка, Александровка, Карагандинское, Изобильное, Григорьевка, Альва, Малая Возвышенка, при этом села Александровка и Карагандинское наиболее удаленные более 40 км, а остальные в пределах 1-10 км

1.3 Электрические нагрузки потребителей

Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования системы электроснабжения и производится с целью выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов и преобразователей по пропускной способности (нагреву) и экономическим параметрам, расчёта потерь. От правильной оценки электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы.

Нагрузки потребителей ПС «Возвышенка» приведены в приложение В.

Мощность трансформаторов подстанции определяется электропотреблением потребителей СН и НН. Результаты измерения нагрузок приведены в приложение В.

Максимальная нагрузка трансформатора из таблицы В2.

$$S_{\max} = 1\text{MVA}. \quad (1)$$

Номинальная мощность трансформаторов определяется по:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{max}}{0,7}, \quad (2)$$

где 0,7 - нормируемый коэффициент загрузки.

$$S_{ном.тр} \geq \frac{1}{0,7} = 1,43.$$

Определяем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{max}}{S_n}, \quad (3)$$

$$k_3 = \frac{1}{10} = 0,1.$$

В режиме максимальных нагрузок всю потребляемую мощность покрывает один трансформатор, второй находится в резерве на случай аварий и плановых ремонтов.

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1.5. Следовательно, трансформаторы мощностью 10 МВА каждый удовлетворяют требуемым условиям [3].

Параметры трансформатора сведены в приложение В.

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_T = \left((\Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_1}{S_{ном}} \right)^2) + (\Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_2}{S_{ном}} \right)^2) + (\Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_3}{S_{ном}} \right)^2) \right) \cdot \tau + \Delta P_{x.x} \cdot T, \quad (4)$$

где $S_1 S_2 S_3$ – модуль мощности, протекающей соответственно по обмоткам высшего, среднего, низшего напряжения, МВт;

τ - время максимальных потерь, ч;

$\Delta P_{x.x}$ - номинальные потери холостого хода трансформатора, МВт;

ΔP_{κ} - номинальные потери короткого замыкания трансформатора, МВт;

T - время работы трансформатора, ч (при работе круглый год принимается $T=8760$ ч).

Время максимальных потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5)$$

где T_{\max} - число часов использования максимума, ч в год.

Число часов использования максимума предприятий зависит от вида производства, технологического процесса, соотношения отопительной и технологической нагрузок (при подаче тепла на производство и отопление от заводской котельной) и числа рабочих смен в сутки. Число часов использования максимума для предприятий ориентировочно можно принять: для предприятий, работающих в три смены с непрерывным технологическим процессом 6000 - 7000 ч / год; для предприятий, работающих в две смены 4500 – 5000 ч / год; для мелких предприятий, работающих в одну смену, 3000 - 4000 ч / год [4]. Расчет сводится в приложение В.

Непрерывность процесса передачи и распределения электроэнергии потребителям на подстанции обеспечивается потребителями собственных нужд. В качестве источников энергии для них используются понижающие трансформаторы ТМ-100/10.

На подстанции 110/35/10 установлено два трансформатора собственных нужд ТМ-100/10, трансформаторы собственных нужд в замене не нуждаются.

1.4 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание- это непреднамеренное соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала.

Короткое замыкание, как правило возникает вследствие нарушения изоляции токоведущих элементов в результате соприкосновения между собой.

В результате короткого замыкания в сети возникает ток большой величины, значительно превышающий допустимый ток, приводящий к разрушению этого участка, если не сработает защита.

В электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- замыкание фазы на корпус или землю (однофазное);
- замыкание между собой двух фаз (двухфазное);
- замыкание двух фаз между собой и на землю;
- замыкание трех фаз между собой (трехфазное);

От короткого замыкания может возникнуть электрическая дуга, которая может привести к пожару, нарушить функционирование энергосистемы, вызвать тяжелые системные аварии.

В случае замыкания проводов воздушной линии, может привести к обрыву проводов и замыкания их на землю. В зоне обрыва возникает опасность поражения человека «напряжением шаг». Это происходит из за того, что токи с лежащего на земле провода начинают растекаться «по земле».

В результате человек, находящийся в зоне растекания тока испытывает на расставленных ногах разность потенциалов и чем больше это расстояние, тем больше сила тока протекающая между ногами.

Для защиты от которого замыкания обычно принимают следующие меры:

- в электросистеме устанавливают токоограниченные реакторы;
- используют распаралеливание электрических цепей;
- применяют понижающие трансформаторы с расщепленной обмоткой;
- применяют отключающее оборудование, то есть быстродействующие автоматические выключатели, плавкие предохранители и.т.д.

В практике проектирования и эксплуатации современных подстанций, сетей и систем расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки аппаратуры и элементов электрических установок (шины, изоляторы,

коммутационная аппаратура и т.п.), для проектирования, настройки и регулировки схем релейной защиты элементов электрической установки от аварийных токов, для выбора средств и методов ограничения аварийных токов.

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Расчетная схема, как правило, включает в себя все элементы электроустановки (в частности подстанции) и примыкающей части энергосистемы.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ (рисунок 1).

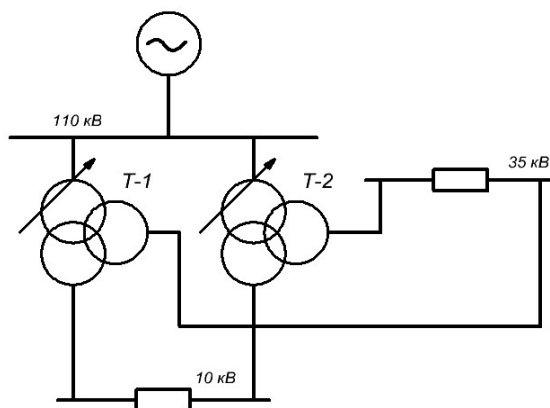


Рисунок 1-Исходная схема подключения подстанции 110/35/10 кВ к энергосистеме

Составляется исходная эквивалентная схема замещения прямой последовательности рисунок 2.

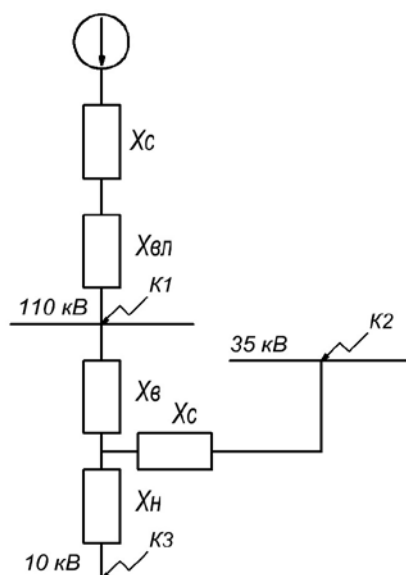


Рисунок 2 - Схема замещения прямой последовательности для расчета токов короткого замыкания

Расчеты проводятся с использованием системы относительных единиц. Также, учитываются допущения, допускаемые «Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания» [5]:

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на ток короткого замыкания, если активная составляющая не превышает 30% от индуктивной составляющей.

Принимается базисное напряжение $U_6 = 115$ кВ. Намечаются расчетные точки короткого замыкания – К1 на шинах 110 кВ, К2 на шинах 35 кВ, К3 на шинах 10 кВ.

Ток трехфазного КЗ, приведенный к среднему напряжению $U_{ср.} = 115$ кВ, задан на шинах 110 кВ:

- в максимальном режиме: $I_{\max} = 3$ кА.

1.4.1 Определение параметров схем замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (6)$$

где X_c – сопротивление системы, Ом;

$U_{\text{ср.ном}}$ – среднее приведенное напряжение, кВ;

I_c – ток трехфазного КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} L, \quad (7)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км.

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_k^{\%} U_B^2}{100 S_{\text{ном}}}, \quad (8)$$

где $U_k^{\%}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора,

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А,

U_B – принятое базовое напряжение, кВ.

Сопротивление трансформатора рассчитывается только для среднего положения РПН силового трансформатора, т.к. в режиме крайнего максимального и минимального положения, напряжение не регулируется [6].

Производим расчет параметров схемы замещения системы.

Исходные данные:

T1, T2 – ТДТН 10000/110.

$S_n = 10$ МВА; $U_{кз} = 10,5\%, 17,5\%, 6,5\%$.

ВЛ, АС – 120/27, $x_0 = 0,4$ Ом/км, $L = 120,2$ км.

ВЛ, АС – 185/29, $x_0 = 0,4$ Ом/км, $L = 150$ км.

Расчет токов короткого замыкания при питании от ПС «Киялы».

Принимаем $S_{\sigma} = 1000$ МВА, $U_{\sigma 1-\sigma 3} = 115/37,5/10,5$ кВ

Базисный ток ступени короткого замыкания.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, (9)$$

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА},$$

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА},$$

$$I_{B3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Расчет сопротивления системы:

$$X_{cuc} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}, (10)$$

$$X_{cuc} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 115} = 1,68 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления ВЛ:

$$X_{вл} = x_0 \cdot l_{вл} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, (11)$$

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 120,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,6 \text{ о.е.},$$

Расчет сопротивления силового трансформатора:

$$X_B = 0,5 \left(\frac{u_{кзB-C} + u_{кзB-H} - u_{кзC-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, (12)$$

$$X_B = 0,5 \left(\frac{10,5 + 17,5 - 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 10,75 \text{ о.е.},$$

$$X_C = 0,5 \left(\frac{u_{кзB-C} + u_{кзC-H} - u_{кзB-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, (13)$$

$$X_C = 0,5 \left(\frac{10,5 - 17,5 + 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 0,25 \text{ о.е.},$$

$$X_H = 0,5 \left(\frac{-u_{кзB-C} + u_{кзC-H} + u_{кзB-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, (14)$$

$$X_H = 0,5 \left(\frac{17,5 - 10,5 + 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 6,72 \text{ о.е.}$$

Относительно К1:

$$X_{экв1} = X_{cuc} + X_{вл}, (15)$$

$$X_{экв1} = 1,68 + 3,6 = 5,28 \text{ о.е.}$$

Относительно К2:

$$X_{\text{экв}2} = X_{\text{экв}1} + X_B + X_C, (16)$$

$$X_{\text{экв}2} = 5,28 + 10,75 + 0,25 = 16,28 \text{ о.е.}$$

Относительно К3:

$$X_{\text{экв}3} = X_{\text{экв}1} + X_B + X_H, (17)$$

$$X_{\text{экв}3} = 5,28 + 10,75 + 6,75 = 22,78 \text{ о.е.}$$

Начальная периодическая составляющая тока короткого замыкания.

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_c}{X_{\text{экв}}} \cdot I_B, (18)$$

где $E_c = 1$,

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{5,28} \cdot 5 = 0,95 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{16,28} \cdot 15,4 = 0,96 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{22,78} \cdot 55 = 2,41 \text{ кА}.$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока короткого замыкания.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{\text{ПО}} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} I_{\text{ПО}} K_{y\partial}, (19)$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 0,95 \cdot 1,72 = 2,3 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,96 \cdot 1,61 = 2,17 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 2,41 \cdot 1,6 = 5,44 \text{ кА}.$$

Действующее значение

$$I_y = I_{\text{ПО}} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}, (20)$$

$$I_{y1} = 0,95 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 1,36 \text{ кА},$$

$$I_{y2} = 0,96 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 1,27 \text{ кА},$$

$$I_{y3} = 2,41 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 3,2 \text{ кА}.$$

Все расчеты токов короткого замыкания подстанции Киялы сводятся в приложение Г.

Аналогично производим расчет токов короткого замыкания при питании от ПТЭЦ-2. Расчеты приведены в приложение Г.

2. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ И КОМПЛЕКТАЦИЯ КОМПЛЕКСНО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Электрооборудование подстанций выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания. По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Термическое действие тока короткого замыкания - тепловое действие тока КЗ, вызывающее изменение температуры элементов электроустановки.

Электродинамическое действие токов КЗ - механическое действие электродинамических сил, обусловленных током КЗ, на элементы электроустановки [7].

Трасса линий электропередач должна быть по возможности кратчайшей. Для проектирования необходимо применять вариант обеспечивающий оптимальные условия строительства и эксплуатации, и наносящий минимальный ущерб окружающей среде.

Определим расчётный ток ЛЭП

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (21)$$
$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 74 \text{ A},$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, подключенного к линии, кВА;

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

По экономической плотности тока определим экономическое сечение провода:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.мах}}}{I_{\text{эк}}}, \quad (22)$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{74}{1,1} = 67,3 \text{ мм}^2,$$

где $I_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по таблице, в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки в год и максимума материала провода.

В соответствии с ПУЭ провод марки: АС – 70/11 с $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Проверяем сечение провода по нагреву: $I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{доп}}$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данного провода, для марки АС – 70 равен 265 А.

Условия окружающей среды – нормальные.

Питающие линии выполнены проводами АС-95/16 и АС-120/27. Данные провода удовлетворяют условию экономического сечения провода. Так как условие выполняется, значит, провод по нагреву подходит. Проверяем выбранное сечение провода по потере напряжения в линии. В сетях высокого напряжения ($U > 35 \text{ кВ}$) нет необходимости выбирать сечение проводника по допустимой потере напряжения. Во-первых, к ним непосредственно не подключаются электроприемники. Во-вторых, на подстанциях, связывающих сети 110 кВ с сетями низшего напряжения, всегда устанавливаются трансформаторы с регулированием напряжения у электроприемников. И в-третьих, в таких сетях активное сопротивление не больше индуктивного и изменение сечения проводника не оказывает существенного влияния на величину потери напряжения.

Надежная работа подстанции 110/35/10 кВ может быть обеспечена только тогда, когда каждый выбранный аппарат соответствует как условиям номинального режима работы, так и условиям работы при коротких замыканиях.

2.1 Выбор и проверка выключателей и разъединителей 110кВ

Выключатель - это механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также включать, и автоматически отключать токи в указанном аномальном состоянии цепи.

Определяются расчетные токи продолжительного режима:

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (22)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, расчетной стороны силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ A}.$$

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{\text{max}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{ном.тр}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 53 = 74 \text{ A}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точек К1 составляет $I_k^3 = I_{\text{п.т}} = 1,36 \text{ (кА)}$.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_k^{(3)} e^{-\tau/T_a}, \quad (24)$$

где τ - расчетное время, для которого требуется определить аperiодическую составляющую тока короткого замыкания, вычисляется как:

$$\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з}}, \quad (25)$$

где $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, для вакуумного выключателя 110 кВ оно равно 0,045;

$t_{р.з}$ - время срабатывания быстродействующих защит, для современных защит оно равно 0,01 с [9]:

$$\tau = 0,045 + 0,01 = 0,055с,$$

где T_a – постоянная времени, для сборных шин 110 кВ, при мощности силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,03$ с;

$e^{-\tau/T_a}$ – данное выражение определяется по кривым рисунка 3.25 [4]: для $T_a = 0,03$ с и $\tau = 0,055$ с, $e^{-\tau/T_a} = 0,35$.

Для К1 в максимальном режиме:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 0,35 = 0,67 \text{ кА.}$$

Полный тепловой импульс короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_k = (I_k^3)^2 (t_{отк} + T_a), \quad (26)$$

где I_k^3 - ток 3-х фазного короткого замыкания в расчетной цепи;

$t_{откл}$ - время отключения (действие тока короткого замыкания), которое складывается из времени действия основной релейной защиты ($t_{р.з}$) данной цепи и полного времени отключения выключателя ($t_{о.в}$);

T_a - постоянная времени 0,03

$$B_k = (1,36)^2 (0,01 + 0,05 + 0,03) = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбирается вакуумный выключатель ВРС-110-31,5/2500УХЛ1.

Колонковый выключатель ВРС-110 с пружинным приводом наружной установки является первым вакуумным выключателем 110 кВ с одним разрывом на фазу рисунок 3. Выключатели ВРС-110 предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей напряжением 110 кВ с частотой 50 Гц при нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью.

Колонковые выключатели ВРС-110 применяются для комплектации открытых распределительных устройств 110 кВ трансформаторных

подстанций. Выключатель имеет цельнолитые полюса с кремнийорганической изоляцией. В полюсах используются вакуумные камеры. Пружинный привод обеспечивает возможность ручного включения и отключения выключателя. Шкаф управления приводом расположен сбоку от корпуса выключателя.



Рисунок 3-Внешний вид вакуумного выключателя марки ВРС-110

Основные технические характеристики:

- номинальное напряжение 110 кВ;
- номинальный ток 2500 А;
- номинальный ток отключения 31,5 кА;
- ток электродинамической стойкости 81кА;
- механический ресурс - 10 000 циклов ВО;
- коммутационный ресурс - 10 000 циклов ВО;
- коммутационный ресурс при номинальном токе отключения - 20 циклов ВО;
- собственное время включения 70 мс;
- собственное время отключения 45 мс;
- полное время отключения 60мс.

Преимущества ВРС-110 перед элегазовыми выключателями:

- стабильное состояние контактной группы ВРС-110 сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации, а диэлектрические свойства элегазаснижаются (из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций).
- коммутационный ресурс 10 000 циклов, что в 2 раза больше, чем у элегазовых аппаратов.
- не нуждаются в техническом обслуживании до истечения 10 000 коммутационных циклов.
- минимальные сроки монтажа (6-8 часов) и минимальные затраты на монтаж.
- являются экологически чистым и не требуют дополнительных затрат на утилизацию, как элегазовые выключатели.
- надежность выключателя выше, чем у элегазового (дугогасительная часть (содержит меньше подвижных деталей)).
- возможность эксплуатации в условиях низких температур (до - 60° С) без дополнительного обогрева [11].

Условия выбора выключателя представлены в таблице 1

Таблица 1- Условия выбора выключателя

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВРС-110-31,5/2500УХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{ки}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 74 \text{ А}$ $I_{\text{ки}}^{(3)} = 1,36 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,3 \text{ кА}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроустановки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению с учетом: напряжения, тока, стойкости при токах КЗ.

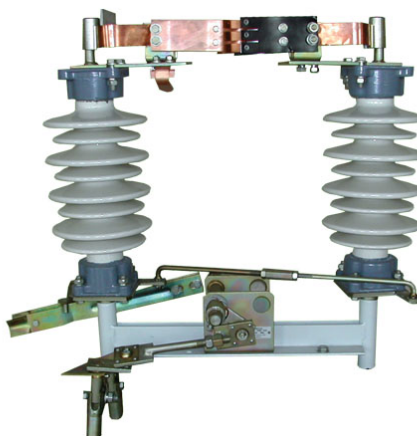


Рисунок 4 - Внешний вид разъединителя марки РЛНД-2-110-600

Технические характеристики:

- номинальный ток 600 А;
- ток термической стойкости 20 кА;
- ток электродинамической стойкости 63 кА;
- время короткого замыкания главных ножей 3 с;
- допустимое тяжение проводов 500 Н.

Находящиеся в эксплуатации разъединители РЛНД-2-110-600 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

2.2 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Часто причиной выхода из строя оборудования подстанции является наличие в сети импульсов перенапряжений, вызываемых различными источниками.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели,

и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Поэтому вентильные разрядники уже сняты с производства, а используемые в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок.

По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- оборудования системы электроснабжения буровых установок, погружных электродвигателей, станков-качалок, компрессорных и насосных станций, другого оборудования предприятий нефте- и газодобычи;
- малыми габаритами, весом и стоимостью [12].

Выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-110/550/88-10-III-УХЛ1

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 110 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 88 кВ.

Условия выбора ограничителя перенапряжения приведены в таблице 2.1

Таблица 2- Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

5.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей 35 кВ

Выбор выключателей производится по номинальному напряжению сети, номинальному току, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости.

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{ном.тр} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 A.$$

Наибольший ток послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot 165 = 231 A.$$

Составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точки К2 составляет:

$$I_k^{(3)} = I_{n,t}, \quad (27)$$

$$I_k^{(3)} = 1,3 кА.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_k^{(3)} e^{-\tau/T_a}, \quad (28)$$

где τ - расчетное время, для которого требуется определить апериодическую составляющую тока короткого замыкания, вычисляется как:

$$\tau = t_{c.в} + t_{р.з}, \quad (29)$$

где $t_{c.в}$ - собственное время отключения выключателя, для вакуумного выключателя 35 кВ оно равно 0,04;

$t_{р.з}$ - время срабатывания быстродействующих защит, для современных защит оно равно 0,01 с:

$$\tau = 0,04 + 0,01 = 0,05 с,$$

где T_a - постоянная времени, для сборных шин 35 кВ, при мощности силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,02$ с;

$e^{-\tau/Ta}$ - данное выражение определяется по кривым рисунка 3.25 [10], для $Ta = 0,02$ с и $\tau = 0,05$ с, $e^{-\tau/Ta} = 0,2$.

Для К2 в максимальном режиме:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,2 = 0,37 \text{ кА.}$$

Полный тепловой импульс короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_k = (1,3)^2 (0,06 + 0,02) = 0,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

С учетом этих данных выбирается вакуумный выключатель ВБС-35Ш-25/630 У1.



Рисунок 5 -Визуальный вид вакуумного выключателя марки ВБС-35

Вакуумные выключатели с электромагнитным приводом с усиленной изоляцией, предназначенные для наружной установки для работы в электрических сетях на открытых частях станций, подстанций, для тяговых подстанций железных дорог, в распределительных устройствах в сетях трёхфазного переменного тока [13].

Предназначены для замены маломасляных выключателей ВМУЭ-35 II – 25/1250 УХЛ1, ВМК-35-20/1000 У1 и масляных баковых выключателей МКП-35-20/1000 У1, С-35М-630-10 У1, ВТ-35-12,5/630 У1.

Основные технические характеристики:

- номинальное напряжение 35 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение 40,5 кВ;

- номинальный ток 630 А;
- номинальный ток отключения 25 кА;
- ток электродинамической стойкости 64 кА;
- ток термической стойкости 25 кА;
- время протекания тока термической стойкости 3 с;
- собственное время включения выключателей не более 0,13 с;
- собственное время отключения выключателей не более 0,04 с;
- полное время отключения не более 0,06 с;
- ресурс по механической работоспособности, операций ВО, не менее – 25000;
- ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций ВО, не менее– 2000;
- ресурс по коммутационной способности при токах 0,6 - 1,0 от тока отключения, операций ВО, не менее– 50.

Таблица 3-Условия выбора выключателя

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВБС-35Ш-25/630 У1	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл. н.} \geq I_{кi}^{(3)}$ $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{откл. н.} = 25 \text{ кА}$ $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 231 \text{ А}$ $I_{кi}^{(3)} = 3,36 \text{ кА}$ $B_k = 0,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{уд} = 2,17 \text{ кА}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

5.4 Проверка разъединителей 35 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроустановки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, с учетом: напряжения, тока, стойкости при токах КЗ.

Разъединители предназначены для видимого отделения участка электрической сети на время ревизии или ремонта оборудования, для создания безопасных условий работы этого разъединители комплектуются блокировкой включенного (отключенного) положения и заземляющими ножами, исключающими подачу напряжения на выведенный в ремонт участок сети. В том числе разъединители применяются для переключения присоединений с одной системы шин на другую, в электроустановках с несколькими системами шин.

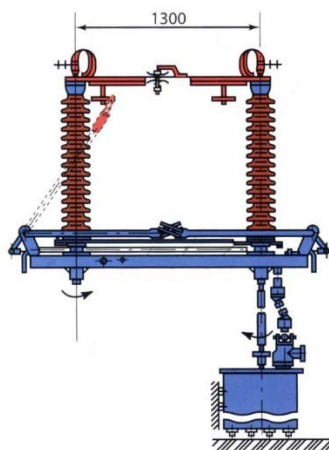


Рисунок 6 - Внешний вид разъединителя марки РЛНД-2-35-600

Параметры рабочего разъединителя РЛНД-2-35-600 с приводом ПРН-220м:

- номинальный ток 600 А;
- ток термической стойкости 25 кА;
- ток электродинамической стойкости 63 кА;
- время короткого замыкания главных ножей 3 с;
- допустимое тяжение проводов 500 Н.

Находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-2-35-1000 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

2.5 Выбор и проверка выключателей и ограничителей перенапряжения 35кВ

Разрядники РВС-35 вентильные предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц. Изготавливались для сетей с любой системой заземления нейтрали.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели, и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Необходимо иметь в виду, что вентильные разрядники уже сняты с производства, а использующиеся в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок.

Выбирается ограничитель перенапряжений ОПНп-35/550/40,5-10-III-У1.

Условия работы ограничителя:

- ограничитель предназначен для работы на открытом воздухе;
- рабочая температура от – 60 С до +40 С;
- установка над уровнем моря – до 1000м;

Устойчивость ОПН к взрывному разрушению определяется током короткого замыкания:

- при токах КЗ в 40кА – не более 0,02 с.
- при токах КЗ в 800 А – не более 2с.

Краткая характеристика внешней изоляции ОПНп-35/550:

- предельное напряжение грозового разряда в течение 1,2/50 мкс не меньше – 190 кВ.
- предельное напряжение промышленной частоты в течении 1мин. не меньше – 80 кВ.

Длина пути утечки тока:

- ограничители, изготовленные для III степени загрязнённости - не меньше 3,1 см/кВ;

- ограничители, изготовленные для IV степени загрязненности - не меньше 3,5 см/кВ.

- по договоренности с заказчиком ограничителей высота его для III степени загрязненности может быть снижена на 4 см (длина пути КЗ- не меньше 2,7 см/кВ).

- пятидесяти процентное разрядное напряжение в условиях загрязненности и увлажнения - не больше 42 кВ.

- изоляция ограничителя выполнена из высокопрочного полимерного материала, который устойчив к трекинг-эрозии, а также к воздействию влаги.

- механическая нагрузка на ОПНп от тяжения проводов в горизонтальной плоскости не более – 300 Н.

- группа требований по эксплуатации в условиях вибростойкости - М6.

- значение частичных разрядов в ограничителе при напряжении $1,05 \times U_{\text{ндр}}$ – не более 10 пКл, где $U_{\text{ндр}}$ наибольшее продолжительное допустимое напряжение.

Срок эксплуатации ограничителей/вероятность безаварийной работы - 0,98 – не меньше 30 лет [14].

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 35 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 40,5 кВ.

Таблица 4 - Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям

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

Выбор выключателя ячейки ввода.

Определяются расчетные токи продолжительного режима:

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (30)$$

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

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение расчетной стороны силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 578 \text{ А.}$$

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{\text{max}} = (1,3-1,4) I_{\text{ном.тр}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 578 = 809 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точки КЗ составляет $I_k^3 = I_{\text{п.т}} = 3,36 \text{ кА}$.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_k^3 e^{-\tau/T_a}, \quad (32)$$

где τ - расчетное время, для которого требуется определить аperiodическую составляющую тока короткого замыкания, вычисляется как:

$$\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з}}, \quad (33)$$

где $t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя 10 кВ равно 0,015 с;

$t_{\text{р.з}}$ - время срабатывания быстродействующих защит, для современных защит оно равно 0,01 с;

$$\tau = 0,015 + 0,01 = 0,025 \text{ с.}$$

T_a – постоянная времени, для сборных шин 10 кВ, при мощности силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,03 \text{ с}$;

$e^{-\tau/T_a}$ – данное выражение определяется по кривым рисунка 3.25 [10],

для $T_a = 0,03$ с и $\tau = 0,025$ с, $e^{-\tau/T_a} = 0,35$;

для К1 в максимальном режиме

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,667 \cdot 0,35 = 1,815 \text{ кА.}$$

Полный тепловой импульс короткого замыкания определяется по формуле:

$$W_k = (I_k^3)^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (34)$$

где I_k^3 – ток 3-х фазного короткого замыкания в расчетной цепи;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения (действие тока короткого замыкания), которое складывается из времени действия основной релейной защиты ($t_{p,з}$) данной цепи и полного времени отключения выключателя ($t_{o,в}$);

T_a – постоянная времени.

$$W_k = 3,36^2 \cdot (0,025 + 0,03) = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000У2.

Основные технические данные:

- номинальное напряжение 10 кВ;
- номинальный ток 1000 А;
- номинальный ток отключения 20 кА;
- циклов ВО, при номинальном токе – 50000;
- циклов ВО, при токе КЗ – 100;
- собственное время отключения 15 мс;
- полное время отключения 25 мс;
- собственное время включения 70 мс;

Условия выбора выключателя приведены в приложение Д.

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

Разрядник вентильный РВП-10 У1 предназначен для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц. Данные разрядники изготавливались для сетей с любой системой заземления нейтрали. На данный момент разрядники вентильные

устарели морально и физически и требуют замены на ограничители перенапряжений нелинейный (ОПН).

По каталогу выбираем ОПНп-10/550/12,7-10-III-У1.

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 10 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 12,7 кВ.

Условия выбора ограничителя перенапряжения приведены в приложение Д.

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

5.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установок переменного тока.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по току: $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$.

Принимаем для установки на шинах 110 кВ трансформатор тока типа ТОЛ-110.

$$I_{\text{раб.мах.}} \leq I_{\text{ном}}, (35)$$

$$74 \text{ А} \leq 100 \text{ А}.$$

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

Параметры трансформатора тока ТОЛ-110:

- номинальное напряжение, кВ – 110;
- наибольшее рабочее напряжение, кВ – 126;
- номинальная частота, Гц – 50;
- номинальный первичный ток, А – 100;
- номинальный вторичный ток, А – 5.

Производится проверка трансформаторов тока на электродинамическую стойкость по формуле:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (36)$$

где $i_{уд}$ – расчетный ударный ток;

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости (по каталогу).

$$2,3 \text{ кА} \leq 10,2 \text{ кА}.$$

Условия проверки на электродинамическую стойкость выполняются.

Производится проверка трансформаторов тока на термическую стойкость по формуле:

$$W_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}, \quad (37)$$

где W_k – тепловой импульс короткого замыкания;

$I_{дин}$ – ток термической стойкости, А (по каталогу);

$t_{тер}$ – время термической стойкости (по каталогу).

$$0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия проверки на термическую стойкость выполняются.

Данные аппарата и параметры сети сведем в приложение Е.

5.7 Проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 и 35 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения от первичных цепей высокого напряжения. Трансформатор напряжения работает в режиме, близкому к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, не велик. Трансформатор напряжения проверяем по условию вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}, \quad (38)$$

где $S_{2\Sigma}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2ном}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в приложение Е

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, (39)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 29^2} = 37 \text{ ВА.}$$

Установленные трансформаторы напряжения НКФ-110 и ЗНОМ-35 имеет номинальную мощность 200 ВА и 150 ВА в классе точности 0,5. Следовательно условие вторичной нагрузки выполняется, трансформаторы будет работать в выбранном классе точности.

5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

При напряжении свыше 1 кВ, непосредственное включение приборов недопустимо как по условию изоляции, так и безопасности обслуживающего персонала. Поэтому при высоких напряжениях измерительные приборы включаются через промежуточные измерительные трансформаторы, называемые трансформаторами напряжения (ТН). ТН предназначены как для измерения напряжения, мощности, энергии, так и для питания автоматики, синхронизации и релейной защиты ЛЭП от замыканий на землю.

Трансформаторы напряжения на данной подстанции устанавливаются на каждую секцию шин отдельно, но в случае ремонта по тем или иным причинам одного из трансформаторов напряжения возможно выполнение секционирования и перевода всех цепей напряжения в режим питания от одного трансформатора напряжения. Исходя из этого, целесообразно производить расчёт, исходя из полной потребляемой мощности всех приборов, присоединённых к цепям напряжения. В число данных приборов и устройств входят 2 устройства «Сириус-ТН», установленные непосредственно в ячейках ТН I и II секций шин 10 кВ, с потреблением 0,5 ВА каждый, а также 10 электронных счётчиков учёта активной и реактивной энергии «Меркурий-230»,

установленные по одному в каждой ячейке вводов 10 кВ и фидеров 10 кВ, с мощностью потребления каждой параллельной цепью счётчика 0,75 ВА.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [7]:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{н}$;
- по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения: $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$.

Вторичная нагрузка Трансформаторов напряжения приведена в приложении Е.

Полная вторичная нагрузка всех измерительных приборов:

$$S_{2\Sigma} = 1 + 20 + 30 + 4 \cdot 0,75 \cdot 10 = 81 \text{ ВА. (40)}$$

Принимаем для установки на шинах 10 кВ трансформатор напряжения типа НАМИТ – 10 – 2 (аналог НТМИ – 10 – 66) (рисунок 5.5).

Трансформаторы НАМИТ – 10 – 2 являются масштабными преобразователями и предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей защиты и сигнализации в сетях с изолированной нейтралью.



Рисунок 6 - Трансформатор напряжения НАМИТ – 10 – 2

Трансформатор НАМИТ – 10 – 2 имеет следующие параметры:

- класс напряжения 10 кВ;
- номинальное напряжение первичной обмотки 10 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение 12 кВ;
- номинальное напряжение основной вторичной обмотки 100 В;

- номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, 100/3 В;
- номинальная мощность в классе точности 0,5 120 В·А;
- максимальная мощность 1000 ВА.

Условия выбора, данные аппарата и параметры сети сведены в приложении Е

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

После установки нового коммутационного оборудования, замены трансформаторов тока и напряжения требуется изменить уставки и схему релейной защиты оборудования для защиты трансформаторов и отходящих линий. Выбираем микропроцессорное устройство токовой защиты «Сириус-ТН».

Особенности устройства "Сириус-ТН":

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение места повреждения линии (для воздушных линий);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации [16].

2.9 Проверка гибких шин 110 кВ

В РУ 110кВи выше применяются гибкие шины, выполненные проводом маркиАС.Таккакшины по экономической плотности тока не выбирают, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току как более мощного присоединения.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 0,7, (41)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, (42)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 0,7 = 36,78A,$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6A.$$

Для провода АС-120/27 $q=114\text{мм}^2$, $d=15,4$ мм, $m=0,82$.

Для проверки по условию коронирования рассчитываем значение начальной критической напряженности электрического поля по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), (43)$$

где m – коэффициент шероховатости;

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,3\text{кВ} / \text{см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, (44)$$

где D_{cp} –среднегеометрическое расстояние между фазами.

На шинах подстанции поддерживается напряжение $U = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,77 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 120}{0,77}} = 24 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (45)$$

$$25,9 \text{ кВ/см} < 29,9 \text{ кВ/см.}$$

Таким образом, шина АС-120/27 по условиям короны проходит.

Проверяем провод по допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (46)$$

$$73,6 \text{ А} < 375 \text{ А.}$$

Таким образом шина АС-120/27 по всем условиям проходит и в замене не нуждается.

2.10 Выбор и проверка жестких шин 10 кВ

В РУ 10 кВ ошиновки выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 0,7, \quad (47)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (48)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 0,7 = 36,78 \text{ А,}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А.}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с ЗРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции. Принимаем алюминиевые шины 40х4, сечением одной полосы $q=160 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=480 \text{ А}$

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, (50)$$

$$405 \text{ А} < 408 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую устойчивость:

$$q_{\text{min}} < q (51)$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, определяемое по формуле:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, (52)$$

где $B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), (53)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ, равно 0,25 с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей трехфазного тока КЗ, равная 0,1 с.

$$B_{\text{к}} = 3,36^2 \cdot (0,025 + 0,03) = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

C – функция, значение которой равно:

$$C = 91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2},$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,97 \cdot 10^6}}{91} = 10,82 \text{ мм}^2,$$

$$10,82 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета

колебательного процесса в механической конструкции. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем следующей:

$$\sigma_{\max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (54)$$

где l – длина между изоляторами, принято равной 2 м;

a – расстояние между фазами, равное 0,8 м;

i_y – ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot k_y = 1,41 \cdot 2,41 \cdot 1,6 = 5,44 \text{ кА},$$

$$\sigma_{\max} = 2,2 \cdot \frac{5440^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,54 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{дон}}, \quad (55)$$

$$0,54 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны.

3 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 Расчет защитного заземления

К поражению электрическим током может привести прикосновение человека к токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Это напряжение зависит от состояния заземления, расстояние между человеком и заземлением, сопротивление основания, на котором стоит человек. При повреждении изоляции через место замыкания в землю протекает ток.

В зоне обрыва провода воздушной линии электропередачи существует реальная опасность поражения человека «напряжением шага». Это происходит из-за того, что токи лежащего на земле провода начинают растекаться «на землю». В результате человек, находящийся в зоне растекания токов испытывает на расставленных ногах разность потенциалов и чем больше это расстояние тем больше разность потенциалов и больше сила тока протекающая между ногами.

Человек поражается током если через его тело проходит ток более 0,06А, а ток 0,1А для человека смертелен.

Для защиты от поражения током применяются следующие меры и способы: защитное заземление; защитное зануление; защитное отключение; обеспечение малых напряжений; контроль и профилактика повреждений изоляции.

Заземлением электроустановки называется преднамеренное электрическое соединение её заземляющим устройством. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводов. Заземлителем называются металлические стержни и соединяющие полосы электроустановки с землей. Устройство состоящее из ряда заземлителя соединенных между собой при помощи металлических полос называется заземляющим контуром. Кроме

заземления к защитным средствам относятся приборы, аппараты, устройство и инструмент, предназначенные для защиты людей от поражения током.

Заземлителем называют стержни углубляемые в землю изготовленные из низко углеродистой стали как правило круглого сечения.

Заземление снижает в человеке до безопасного значения напряжение прикосновения человека, поскольку человек оказывается при повреждении изоляции, включенным в электрическую цепь параллельно заземлителю, сопротивление которого значительно меньше сопротивления человека.

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 5×25 мм и вертикальных электродов длиной $l_B = 4$ м, диаметром $d = 15$ мм; на глубину заложения электродов $t = 0,9$ м; удельное сопротивление земли составляет $\rho_1 = 50$ Ом/м (с учетом промерзания грунта) $\rho_2 = 40$ Ом/м. Мощность верхнего слоя $h_1 = 1,5$ м. Полное время отключения выключателя $t_o = 0,06$ с.

Расчет заземлителей производится по допустимому напряжению прикосновения.

Время действия короткого замыкания t_B , с, определяется по выражению:

$$t_B = t_{p.z} + t_o, \quad (56)$$

где $t_{p.z}$ – время действия релейной защиты, $t_{p.z} = 0,1$ с;

t_o – полное время отключения выключателя, с

$$t_B = 0,1 + 0,06 = 0,16.$$

Для $t_B = 0,16$ с допустимое напряжение прикосновения составляет 500 В

Коэффициент прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot l_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (57)$$

где M – функция отношения ρ_1/ρ_2 , принимается $M = 0,53$;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению человека;

l_{Γ} – длина горизонтального электрода, м, принимается $l_{\Gamma} = 800$ м;

a – расстояние между вертикальными электродами, $a = 4,5$ м.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (58)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 50} = 0,93,$$

$$k_n = \frac{0,53 \cdot 0,93}{\left(\frac{4 \cdot 800}{4,5 \cdot \sqrt{4500}} \right)^{0,45}} = 0,2.$$

Напряжение на заземлителе при коротком замыкании, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{нр.доп.}}}{k_n}, \quad (59)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,2} = 2500 \text{ В.}$$

Следовательно напряжение на заземлителе меньше допустимого (10 кВ).

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{3,\text{доп.}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}^{(1)}}, \quad (60)$$

где $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного к.з., А. $I_{\text{кз}}^{(3)} = 1360 \text{ А}$.

$$R_{3,\text{доп.}} = \frac{2500}{1360} = 1,84 \text{ Ом.} \quad (61)$$

Расчетная модель представлена на рисунке 3.1.

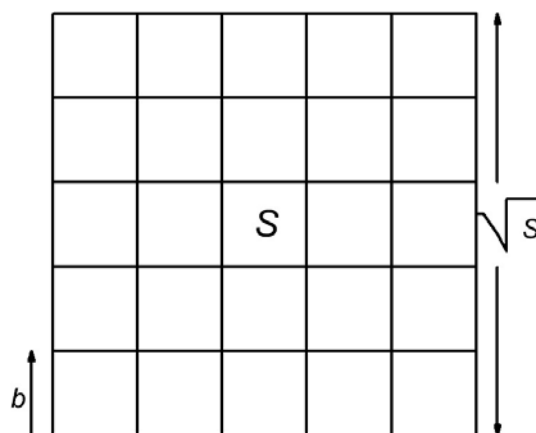


Рисунок 7 - Расчетная модель

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (62)$$

$$m = \frac{800}{2\sqrt{4500}} - 1 = 5.$$

Принять $m = 5$.

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (63)$$

$$L'_2 = 2\sqrt{4500} \cdot (5+1) = 804 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (64)$$

$$b = \frac{\sqrt{4500}}{5} = 13,4 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{kl_6}, \quad (65)$$

$$n_6 = \frac{\sqrt{4500} \cdot 4}{1 \cdot 4} = 67.$$

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_6 = l_6 n_6, \quad (66)$$

$$L_6 = 4 \cdot 67 = 268 \text{ м.}$$

Реальная модель представлена на рисунке 8

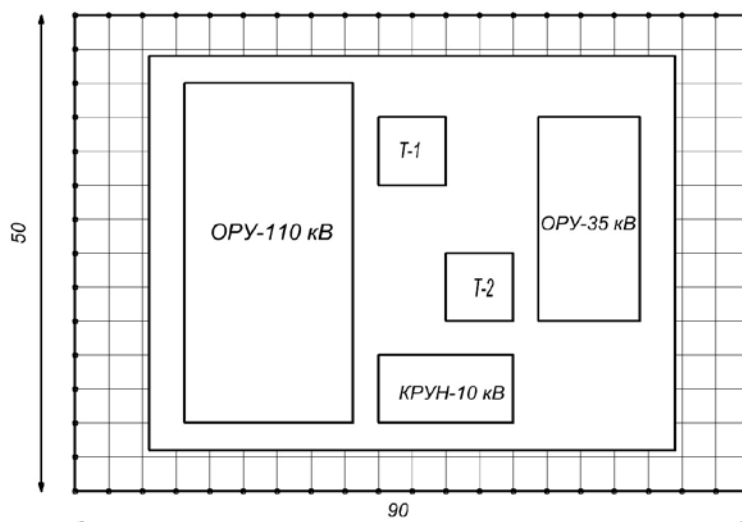


Рисунок 8 - Реальная модель

Относительная глубина, м:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_e + t}{\sqrt{S}}, \quad (67)$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{4 + 0,9}{\sqrt{4500}} = 0,1,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{40} = 1,25, \quad (68)$$

$$k = (0,43)(0,15 \cdot \ln(\frac{10\sqrt{2}}{5})), \quad (69)$$

$$k = 0,05,$$

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (70)$$

$$\rho_3 = 50 \cdot \left(\frac{50}{40}\right)^{0,05} = 50,9 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{отн}}, \quad (71)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,1 = 0,36,$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t}{l_e}, \quad (78)$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{1,5 - 0,9}{4} = 0,15.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_{\text{н}} = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_2 + L_6}, \quad (79)$$

$$R_{\text{н}} = 0,36 \cdot \frac{50,9}{67} + \frac{50,9}{804 + 268} = 0,32.$$

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_n I_3 R, \quad (80)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 1360 \cdot 0,32 = 87 \text{ В}.$$

что меньше допустимого 500 В.

Напряжение на заземлителе, В:

$$U_3 = I_3 R_3, \quad (81)$$

$$U_3 = 1360 \cdot 0,32 = 435 \text{ В}.$$

Все параметры заземления соответствуют требованию ПУЭ.

Требования по охране труда при организации работ на подстанции приведены в приложении Ж

7.3 Молниезащита понижающей подстанции

При проектировании системы электроснабжения, необходимо учитывать вопросы защиты элементов электрических установок от поражения их прямыми ударами молний и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрических установок от прямых ударов молнии. Молнии характеризуются большим разрушительным действием из-за амплитуды и крутизны нарастания тока. Физическую основу защиты элементов электрических установок подстанции от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо

заземленных проводников, располагаемых значительно выше, чем защищаемые элементы подстанции.

Если молниеотводы установить в достаточном количестве и обеспечить их достаточное превышение над защищаемыми объектами, то они будут «перехватывать» практически все удары молнии, которые могли бы попасть в элементы подстанции.

Молниезащита – это комплекс защитных устройств, предназначенных для безопасности персонала, предохранения сооружений, оборудования от возможных взрывов, загараний и разрушений возникающих при разрядах молнии.

Молниеотвод состоит из опоры, молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Наиболее распространенными типами молниеотводов являются: стержневой, тросовый и сетчатый.

Зона защиты молниеотвода - пространство, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с надежностью не ниже определенного значения.

Среднегодовая продолжительность гроз в часах в районе местонахождения сооружения на территории Казахстана определяется по карте [23] и составляет 50 часов в год, среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности составляет 4. Категория молниезащиты - третья.

Здания и сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации.

В конструктивном отношении защита от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими или установленными на здании металлическими стержневыми или тросовыми молниеотводами, а также путем наложения молниеприемной сетки на кровлю или использования металлической кровли.

Определим параметры и эффективность молниезащиты подстанции:

Тип молниезащиты - двойная стержневая.

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии устанавливаются шесть стержневых молниеотводов. Расположение и зона защиты стержневых молниеотводов показаны на рисунке.

Наиболее высокая точка подстанции $H_x = 7,85$ м

Активная высота молниеотвода, м

$$H_a = H - H_x, \quad (82)$$

где H – высота молниеотвода, $H = 30$ м.

$$H_a = 30 - 7,85 = 22,15.$$

Зона защиты одного молниеотвода, м:

$$R_x = H_a \left(\frac{1,6}{1 + \frac{H_x}{H}} \right), \quad (83)$$

$$R_x = 22,15 \left(\frac{1,6}{1 + \frac{7,85}{22,15}} \right) = 26,2 \text{ м}.$$

Наибольшая высота зоны защиты, м [25]:

$$H_o = H - \frac{a}{7}, \quad (84)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м, $a = 50$ м.

$$H_o = 30 - \frac{50}{7} = 22,8. \quad (85)$$

Ширина зоны защиты на уровне B_x , м:

$$B_x = 3(H_o - 1,25H_x), \quad (86)$$

$$B_x = 3(22,8 - 1,25 \cdot 7,85) = 39 \text{ м}.$$

Определяем возможную поражаемость защищаемого объекта при отсутствии молниезащиты:

$$N = [(B + 6 \cdot h_x) \cdot (A + 6 \cdot h_x) - 7,7h_x^2] n \cdot 10^{-6}, \quad (87)$$

$$N = [(35 + 6 \cdot 7,85) \cdot (65 + 6 \cdot 7,85) - 7,7 \cdot 7,85^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 3,5 \cdot 10^{-2} \text{ поражений}.$$

Схема молниезащиты представлена на рисунке 9.

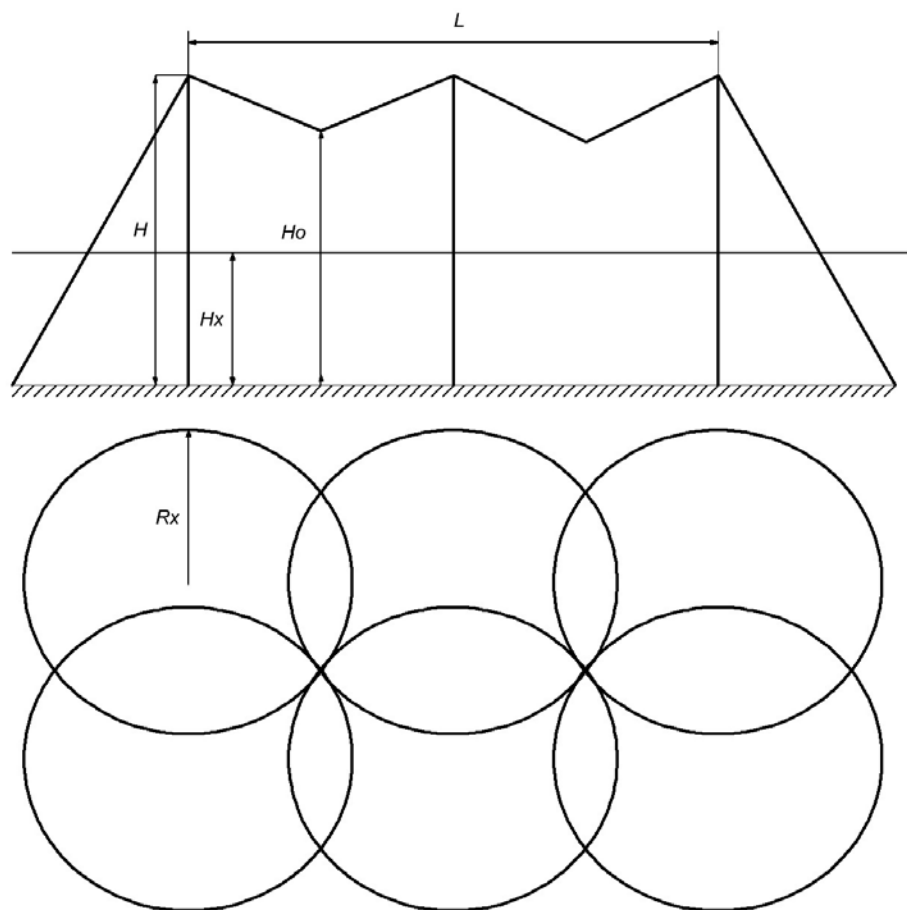


Рисунок 9 - Схема молниезащиты

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ ДО 110 кВ

Перед включением разъединителя в работу после длительного простоя или текущего ремонта необходимо:

- проверить чистоту поверхности изоляторов, убедиться в отсутствии трещин и сколов;
- проверить затяжку резьбовых и крепёжных деталей, наличие термоиндикаторов в месте подключения ошиновки;
- проверить наличие смазки на открытых трущихся частях и резьбовых соединениях;
- проверить наличие смазки на контактных частях разъединителя;
- проверить наличие и состояние заземления разъединителя и привода;
- проверить контактное нажатие в разъёмных контактах главных и заземляющих ножей;
- проверить работоспособность и правильность действия блокконтактов цепей электрической блокировки и сигнализации;
- убедиться в правильной работе механической блокировки между валом главных ножей и валом заземляющих ножей;
- произвести несколько контрольных включений и отключений разъединителя с целью проверки правильности работы привода и вхождения в контакты главных и заземляющих ножей.

Техническое обслуживание разъединителей.

Для поддержания разъединителя в работоспособном состоянии в течение всего периода эксплуатации необходимо регулярно проводить его техническое обслуживание.

Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания разъединителей:

- технический осмотр;
- профилактический контроль;

- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Технический осмотр проводится без отключения разъединителя от сети.

При внешнем осмотре необходимо проверять:

- отсутствие повреждений, следов коррозии;
- состояние изоляторов (отсутствие трещин и сколов фарфора, загрязнений, следов покрытий и т.п.);
- отсутствие посторонних предметов, влияющих на работу разъединителя
- состояние контактных соединений и заземлений
- отсутствие нагрева контактов (визуально по термоиндикаторам).

При необходимости проверяется парафиновой свечой или пирометром «Икар»;

- состояние привода заземляющих и главных контактных ножей;
- состояние блок-контактов привода
- отсутствие посторонних шумов при работе разъединителя;
- отсутствие разрядов, коронирования.

Осмотр разъединителя должен производиться:

- на подстанциях с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в 3 суток и, кроме того, в темноте – не реже 1 раза в месяц;
- на подстанциях без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, в соответствии с картой-графиком работы оперативного персонала.

Внеочередные осмотры необходимо проводить после воздействия токов короткого замыкания, при неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололёд, резкое снижение температуры и т.п.) или усиленном загрязнении. О всех замеченных неисправностях должны быть произведены записи в журнал дефектов и неполадок с оборудованием и сообщено вышестоящему инженерно-техническому персоналу. Замеченные неисправности должны устраняться в кратчайший срок.

Профилактические испытания производить, как правило, при текущих и капитальных ремонтах разъединителя, находящегося в эксплуатации, в целях проверки состояния изоляции и контактной системы разъединителя и одновременно проверки качества выполнения ремонта. При необходимости профилактические испытания осуществляются в межремонтный период при внеплановом техническом обслуживании. Профилактические испытания проводить в объёме, предусмотренном действующими нормами испытаний электрооборудования.

Для проведения текущего ремонта разъединитель необходимо выводить из работы. Текущий ремонт разъединителей наружной установки производится 1 раз в год, разъединителей внутренней установки 1 раз в 3 – 4 года. При текущем ремонте выполняется следующий основной объем работ:

- Внешний осмотр разъединителя, выявление дефектов, определение объема работ. Замер переходного сопротивления.
- Проверка состояния главных ножей с ламелями (осмотр, очистка контактных выводов, деталей головок, ножей, ламелей, смазка).
- Проверка состояния главных ножей без ламелей (осмотр, очистка контактных выводов, деталей головок, ножей, правка их, зачистка накладок от оплавлений, смазка).
- Проверка состояния опорных и поворотных колонок изоляторов (осмотр, очистка изоляторов, армировочных швов, проверка плавности их вращения, смазка подшипников).
- Проверка состояния привода, блокировки (подтяжка болтовых соединений, смазка, регулировка). Проверка работы привода.
- Проверка состояния приводного механизма (осмотр, очистка тяг, рычагов, смазка, регулировка).
- Контрольная обтяжка болтовых соединений разъединителя, привода, проверка заземления).
- Восстановление антикоррозийного покрытия – удаление ржавчины, покраска, восстановление расцветки фаз.

- Регулировка разъединителя (фиксация положения подвижных контактов в отключенном и включенном состоянии, регулировка давления и плавности хода).

- Измерение переходного сопротивления контактов.

- Проверка состояния заземляющего ножа (осмотр, проверка, очистка), смазка контактов, шарнирных соединений, регулировка, измерение переходного сопротивления.

- Опробование работы разъединителя.

Капитальный ремонт разъединителей в первый раз необходимо проводить в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя, а в дальнейшем – разъединителей наружной установки 1 раз в 4 года, разъединителей внутренней установки – по мере необходимости. При капитальном ремонте выполняется следующий основной объем работ:

- Внешний осмотр разъединителя, выявление дефектов, определение объема работ.

- Разошиновка разъединителя.

- Разборка контактных ножей, губок гибких связей, пружин кожухов.

- Дефектация и ремонт контактной системы.

- Дефектация и ремонт изоляторов поворотных колонок, замена дефектных изоляторов.

- Дефектация и ремонт, смазка подшипникового узла. Сборка, проверка работы подшипников.

- Дефектация и ремонт заземляющих ножей.

- Дефектация, разборка и ремонт механизма привода. Смазка, сборка и регулировка.

- Измерение сопротивления изоляции.

- Общая сборка разъединителя, установка.

- Контрольная обтяжка.

- Проверка работы заземляющих ножей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ «Возвышенка» произведена с соблюдением норм, правил, инструкций и государственных стандартов. Во избежание поражения электрическим током при повреждении изоляции все электрооборудование подстанции, как существующее, так и устанавливаемое вновь, присоединяется к контуру заземления.

Дана полная характеристика изучаемого объекта, с указанием потребителей и нагрузкам по фидерам. Рассчитаны электрические нагрузки потребителей и проверены трансформаторы на перегрузочную способность, коэффициент загрузки 0,1. Также определены потери в трансформаторах за год.

Определены токи короткого замыкания методом базисных значений.

Произведена замена устаревшего оборудования на новое современное, в связи его физического и морального износа. Рассмотрены условия выбора высоковольтного электрооборудования.

По результатам расчетов было выбрано высоковольтное электрооборудование, коммутационная аппаратура, ограничители перенапряжения, трансформаторы тока и напряжения, полностью исчерпавшие свой ресурс.

ОРУ и вся территория подстанции защищается от прямых попаданий молнии при помощи спроектированных двойных стержневых молниеотводов высотой 30 м.

Выбранное современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения проверено на воздействие токов короткого замыкания.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев О.П., Козис В. Л. Автоматизация электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов / и др.; Под ред. В.П Морозкина, Д. Энгелаге. – Москва: Энергоатомиздат, 2001 г.
2. Аманжолов Ж. Охрана труда в электроустановках. А. Фолиант. 2010
3. Афанасьев В. В. Воздушные выключатели: расчет и конструирование . «Энергия», 2002 г.
4. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. - Москва: Энергоатомиздат, 2001 г.
5. Белов А.В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах напряжением выше 1000 В. Челябинск, ЧГАУ, 2009 г.
6. Будзко И.А, Гессен В.Ю. Электроснабжение Сельского хозяйства. Москва. Издательство «Колос». 2009г.
7. В.А Филикова «электротехнические и конструкционные материалы». Под редакцией – Москва: высшая школа 2000г
8. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
9. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. - Москва: Энергоатомиздат. 2005 г.
10. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. - Москва: Колос, 2000 г.
11. Кангожин Б. Даутов С др. Основы электропроизводства . Издательство «Долиант» А. 2010
12. Кирулин В.А Энергетика. Москва. знания. 2007г
13. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках. - Москва: Энергоатомиздат, 2003 г.
14. Конюхова Е.А., Киреева Э.А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. - Москва: Энергетик, 2001 г.

15. Магай Г.С. Новое оборудование для проектирования тяговых и трансформаторных подстанций. Омск, 2005 г.
16. Михальчук А.Н. Спутник сельского Электрика. Справочник-Москва, 2009г
17. Понфилов В.А Электрические измерения. –Москва. Академия 2008г
18. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК), Алматы, 2012 г.
19. Рокотян С. С. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи. Изд. 2-е, перераб. и доп. Москва, Энергия, 2004 г.
20. Руководство по эксплуатации микропроцессорного устройства «Орион-РТЗ» - Москва: «РАДИУС Автоматика» 2010 г.
21. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика. «Энергия»,2006 г.
22. Смуров А.А Токи высокого напряжения. Москва: Вопросы труда 2000г
23. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. - Москва: Форум-Инфра, 2004 г.
24. Шутский В.И, Бурлаков А.А. О вероятности оценки уровня Электробезопасности- Москва: электричество, 2002г
25. Электротехника- под редакцией В.Г. Герасимова. – Москва: высшая школа 2003г
26. Электротехнический справочник: В4 т.Т.3. – Москва: Издательство МЭИ, 2002 г.
27. ЯшныйВ.А. Электромонтер по эксплуатации и ремонту электрооборудования. Издательство «Долиант» . 2010
28. <http://forca.ru> - каталог электротехнической продукции.
29. www.energo.ru - каталог электротехнической продукции.
30. www.kef.ru – каталог электротехнической продукции.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1-Характеристика трансформаторов ПС «Возвышенка»

Трансформаторы	1	2
Тип	ТДТН	ТДТН
Мощность, кВА	10000	10000
Напряжение, кВ		
ВН	115	115
СН	38,5	38,5
НН	11	11
Ток, А		
ВН	50,3	50,3
СН	150	150
НН	525	525

Таблица А.2 – Характеристика оборудования

Оборудование	Тип	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, кВ
Разъединители шин 110 кВ	РЛНД-16-110 РЛНД-2-110	600	110
Выключатель масляный	МКП-110	630	110
Разрядники шин 110 кВ	РВС-110	10000	102
Разрядники нейтрали трансформатора	РВС-35+15	10000	40,5
Шинные разъединители 110 кВ	РЛНД-16-110	600	110
Масляные выключатели фидеров и вводов 35 кВ	С-35-630	630	35
Разъединители 35 кВ	РЛНД-16-35 РЛНД-2-35	600	35
Разрядники шин 35 кВ	РВС-35	10000	40,5
Предохранители 10 кВ ТСН	ПК-10	5	10000
Разрядники секций 10 кВ	РВП-10	5000	11
Шкафы КРУ-10 кВ	К-57	630	10

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1-Электрические нагрузки потребителей ПС «Возвышенка»

Наименование потребителей	Нагрузка (А)	cosφ
35 кВ		
Александровка	3	0,95
Карагандинское	3	0,95
10 кВ		
Изобильное	3	0,95
Элеватор	3	0,95
АТП	1	0,95
Больница	5	0,95
Бытовая комната	5	0,95
РЭС	4	0,95
Григорьевка	5	0,95
Малая Возвышенка	4	0,95

Таблица В.2 - Нагрузка трансформатора

Напряжение, кВ	Установленная мощность, МВА		Мощность потребителей, МВА	
			МВА	%
110/35/10	Т-1	10	-	-
	Т-2	10	1	10

Таблица В.3 - Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТДТН-10000 кВА
S _{ном} , МВА	10
U _{вн} , кВ	115
U _{сн} , кВ	38,5
U _{нн} , кВ	11
ΔP _{хх} , кВт	17
ΔP _к , кВт	76
U _{кзвн-сн} , %	10,5
U _{кзсн-нн} , %	6,5
U _{кзвн-нн} , %	17,5
I _х , %	1
Масса, т	52,3

Таблица В.4 - Потери в трансформаторах

Тип трансформатора	Трансформатор	τ , ч	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	T, ч	$S_{расч}$, МВА	$S_{ном}$, МВА	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч
ТДТН-10МВА	Т-1	-	-	-	-	-	-	-
ТДТН-10МВА	Т-2	4590	17	76	8760	1	10	156,8

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1-Сводная таблица результатов расчета токов короткого замыкания
(от ПС «Киялы»)

Место короткого замыкания	U_{cp} , кВ	I_B , кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА	I_y , кА
К1	115	5	0,95	2,3	1,36
К2	37	15,4	0,96	2,17	1,27
К3	10,5	55	2,41	5,44	3,2

Таблица Г.2-Сводная таблица результатов расчета токов короткого замыкания.
(от «ПТЭЦ-2»)

Место короткого замыкания	U_{cp} , кВ	I_B , кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА	I_y , кА
К1	115	5	0,71	1,72	1,02
К2	37	15,4	0,86	1,95	1,14
К3	10,5	55	2,24	5	2,93

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 - Условия выбора выключателя

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВВ/TEL-10-20/1000 У2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 809 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 3,36 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 5,44 \text{ кА}$

Таблица Д.2 - Условия выбора ОПН

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 - Проверка трансформаторов тока 110 кВ

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТОЛ-110	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 110$ кВ $I_{ном} = 100$ А $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4$ кА ² · с $i_{дин} = 10,2$ кА	$U_{сети} = 110$ кВ $I_{рmax} = 74$ А $B_k = 0,4$ кА ² · с $i_{уд} = 2,3$ кА

Таблица Е.2 - Проверка трансформаторов тока 35 кВ

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТОЛ-35	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} = 300$ А $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 17$ кА ² · с $i_{дин} = 63$ кА	$U_{сети} = 35$ кВ $I_{рmax} = 231$ А $B_k = 0,2$ кА ² · с $i_{уд} = 2,34$ кА

Таблица Е.3 - Проверка трансформаторов тока 10 кВ

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТОЛ-10	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 1000$ А $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 61$ кА ² · с $i_{дин} = 125$ кА	$U_{сети} = 10$ кВ $I_{рmax} = 809$ А $B_k = 0,97$ кА ² · с $i_{уд} = 5,44$ кА

Таблица Е.4 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S _{общ} , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборо в	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Частотомер	Э-352	3	1	1	0	1	3	-
Итого:							23	29

Таблица Е.5-Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование и тип прибора	Потребляемая мощность, ВА	Количество приборов	Общая потребляемая мощность, ВА
Вольтметр Э-335	2	10	20
Ваттметр Д-335	3	10	30
Меркурий 230	0,75	10	30
Сириус-ТН	0,5	2	1
Итого:			81

Таблица Е.6 -Выбор трансформаторов напряжения на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
НАМИТ – 10 – 2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{Н}}$	$S_{\text{Н}} = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$ в классе 0,5	$S_{2\Sigma} = 81 \text{ В}\cdot\text{А}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Требования по охране труда при организации работ на подстанции

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека усугубляется тем, что человек не обнаруживает с помощью органов чувств грядущую опасность на расстоянии.

Реакция человека на электрический ток возникает лишь при прохождении его через организм.

Электрический ток, проходя через тело человека, оказывает:

- термическое воздействие (ожоги тканей, нагрев сосудов)
- электролитическое
- биологическое воздействие на различные системы организма.

Действие электрического тока на организм человека можно объединить в две основные группы:

- электротравмы
- электроудары

Электротравмы – это местное поражение тела (ожоги, металлизация кожи, механическое повреждение организма).

Электрический удар вызывает возбуждение живых тканей организма проходящим через него электрическим током, сопровождающееся непроизвольными судорожными сокращениями мышц, в том числе мышц сердца и легких.

В результате могут возникнуть различные нарушения жизни деятельности организма, в том числе полное прекращение дыхания и кровообращение.

Характер и последствие поражение человека электрическим током зависит от ряда факторов:

- Электрического сопротивление тела человека;
- Величины и длительности воздействия протекающего через него тока;
- Род и частоты тока;
- Пути прохождения тока в теле человека;
- Индивидуальных свойств организма человека.

Основным фактором, определяющим исход поражения это сила электрического тока. Чем больше величина тока, тем опаснее его действия. По последствиям физиологического воздействия на организм человека электрический ток можно подразделить на:

- Пороговый осязаемый (0,6-1,5мА, 50Гц)
- Пороговый не отпускающий (10-15мА, 50Гц)
- Пороговый фибрилляционный (100мА).

Пороговый осязаемый, имеющий малое значение (0,6- 1,5 мА) вызывает первое осязаемое воздействие но не травмирует.

Пороговый не отпускающий (10-15 мА), при его действие практически исключается возможность самостоятельного отрыва человека от тока ведущих установок.

Смертельно опасным считается ток более 100мА, который вызывает паралич органов дыхания и фибрилляцию сердца и называется порогом фибрилляционным.

Род и частота тока влияют на тяжесть поражения. Наиболее опасен переменный ток частотой 50 Гц. Ток по телу человека проходит по тем органам, которые обладают наибольшей электропроводностью. Наибольшую опасность представляет прохождение тока через жизненно важные органы: сердце, спинной мозг.

Первая помощь при поражении током. Электрический ток может вызвать тяжелое поражение, вплоть до остановки сердца и прекращения дыхания. Поэтому нужно уметь оказывать помощь пострадавшему до прибытия врача. Прежде всего необходимо быстро освободить пострадавшего от действия электрического тока, то есть отключить цепь тока с помощью ближайшего разъема выключателя (рубильника) или удаления предохранителя и т.д.

В случае отдаленности выключателя от места происшедшего можно перерезать провода или перерубить (каждый провод в отдельности) топором сухой рукояткой. При невозможности быстрого разрыва цепи необходимо оттянуть пострадавшего от провода или же отбросить сухой палкой оборвавшийся конец провода от пострадавшего. Необходимо помнить, что пострадавший сам является проводником электрического тока.

Поэтому, необходимо принять меры предосторожности, для этого надеть резиновые галоши, резиновые перчатки или руки обернуть сухой тканью а под ноги положить сухую доску. Оттягивать пострадавшего следует за концы его одежды и только одной рукой .

Если пострадавший находится на высоте, нужно применять меры, чтобы предотвратить ушибы или переломы при падении.

Если человек попал под напряжение выше 1000В, такие меры предосторожности не достаточные. Необходимо обратиться к специалистам которые не медленно снимут напряжение.

Меры первой помощи зависят от состояния пострадавшего после освобождения от тока. Для определения этого состояния необходимо:

- Немедленно уложить пострадавшего на спину;
- Расстегнуть стесняющую дыхание одежду;
- Проверить по подъему грудной клетки дышит ли он;
- Проверить наличие пульса;
- Вызвать врача.

При отсутствие признаков жизни немедленно оказать помощь в виде искусственного дыхания до появления положительных результатов. Первую помощь можно проводить путем вдувания воздуха в рот пострадавшему или массажа надавливания грудной клетки двумя руками. При этом сердце сдавливается и из его полости выдавливается кровь в кровеносные сосуды. Надавливания необходимо повторят примерно 1 раз в секунду.

Организационные мероприятия:

- Выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- Выдача разрешения на допуск;
- Допуск;
- Надзор при выполнении работ;
- Оформление перерывов в работе, окончание работы.

Лица , ответственные за безопасное проведение работ:

- Выдающий наряд, распоряжение;
- Руководитель работ;
- Допускающий;
- Производитель работ;
- Наблюдающий;
- Член бригады.

Право выдачи наряда, распоряжения предоставляется работникам из административного технического персонала, имеющего группу по электробезопасности 5, в электроустановках выше 1000В.

При допуске бригады допускающий обязан:

- Проверить соответствие состава бригады, указанного в наряде по именованным удостоверениям;
- Провести инструктаж, ознакомить бригаду с содержанием наряда, указать границы рабочего места, показать ближайшее к рабочему месту и тока

ведущей части к которым запрещается приближаться, указать другие опасные производственные факторы;

– Доказать бригаде, что напряжение отсутствует по показаниям установленным заземлением, а в электроустановках до 35кВ последующим прикосновением рукой к токоведущим частям.

Производитель работ при допуске инструктирует бригаду по мерам безопасности, связанных с технологией работ, использование бригадных средств защиты, инструмента, приспособлений, механизмов и машин.

После допуска надзор над соблюдением бригадой требований электробезопасности возлагается на руководителя работ, наблюдающего, производителя работ. По окончании работы пробное включение производится допускающим или с его разрешения производителя работ.

Безопасность труда при обслуживании электроустановок .

Лица, которые допущены к обслуживанию электроустановок имеют разрешение на производство специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний.

К специальным работам относятся:

- Верхолазные работы(по высоким опорам);
- Работы под напряжением(чистка , обмывка и замена изоляторов, ремонт проводов и.т.д.)
- Испытание оборудования повышенным напряжением.

В электроустановках выше 1000В дежурный, оперативно ремонтный персонал и старшее по смене должны иметь группу 4. Осмотр электроустановок подстанции выполняет лицо с группой 3 из числа дежурно оперативно ремонтного персонала или с группой 5 из числа административно технического персонала.

Охрана труда перед началом работы:

- привести в порядок спецодежду, застегнуть ее на все пуговицы, надеть головной убор;

- проверить наличие и исправность ограждений, блокировочных устройств, заземления, средств индивидуальной защиты, в том числе и электрозащитные средства, изоляция которых должна быть проверена.

Требования к охране труда при выполнении работы:

- любые работы с полным снятием напряжения выполнять только по оформленному наряду;

- работу производить только с применением соответствующих защитных средств;

- применять инструмент только с изолированными рукоятками;

- не прикасаться к заземленным частям оборудования;

- выключать данный участок линии с помощью рубильника;

- повесить у отключенного рубильника плакат "Не включать - работа на линии";

- проверить отсутствие напряжения;

- заземлить и поставить закоротки со стороны подачи напряжения;

- отключение, разрезание, осмотр электрокабеля производить с принятием всех мер предосторожности против случайного включения, наложить на концы кабеля закоротки, никогда не оставляйте незаизолированными концы электрокабелей и проводки;

- при осмотре и ремонте трансформаторов, во избежание обратного трансформирования тока, отключать их обязательно с обеих сторон;

- при работе с электрифицированным ручным инструментом использовать диэлектрические резиновые перчатки и следите за исправностью изоляции и наличием заземления корпуса инструмента;

- закончив работу на электролинии или электроустановке, прежде чем включить отключенный участок, проверьте:

- не оставлен ли ваш инструмент, материал на участке;

- нет ли людей в непосредственной близости от включаемого объекта;

- не сняты ли закоротки.

Только убедившись, что включение тока никому не угрожает, снимите предупредительные плакаты и включите ток.

Требования к охране труда по окончании работы:

- ручной инструмент и приспособления привести в порядок и уложить в отведенное место;
- убрать место работы;
- спецодежду и другие средства индивидуальной защиты поместить в отведенное место (гардеробную и кладовую);
- обо всех недостатках, обнаруженных во время работы, сообщить бригадиру (мастеру).