

Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрической части подстанции 220/110/35 кВ. Произведена замена старого электрооборудования на новое. В работе произведён выбор силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры, выбрано более практичное расположение оборудования на территории подстанции. Произведён расчёт молнезащиты и заземления подстанции.

Выпускная квалификационная работа содержит:

- 55 страниц
- 4 рисунка
- 19 таблиц
- 6 листов формата А1 графической части

Содержание

Введение	5
1 Выбор трансформаторов	7
2 Реконструкция открытых и закрытых распределительных устройств	9
3 Расчёт токов короткого замыкания	11
4 Выбор электрических аппаратов и проводников	16
4.1 Выбор выключателей	16
4.2 Выбор разъединителей	25
4.3 Выбор трансформаторов тока.....	28
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	30
4.5 Выбор предохранителей	30
4.6 Выбор жестких и мягких шин и проводников к ним.....	30
5 Выбор комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций	35
5.1 Комплектное распределительное устройство 35 кВ.....	37
5.2 Комплектная трансформаторная подстанция 35/6 кВ	38
5.3 Комплектная трансформаторная подстанция 6/0.4 кВ	40
6 Выбор типа оперативного тока	42
7 Молниезащита и заземление подстанции	43
7.1 Расчёт заземления.....	43
7.2 Молниезащита подстанции	46
8 Система защиты и измерений в комплектной трансформаторной подстанции и комплектном распределительном устройстве	48
Заключение	53
Список использованных источников	56

Введение

Подстанция построена в 1958 году. Она обеспечивает электроэнергией несколько предприятий различного рода деятельности, а так же город и располагающиеся вокруг поселки.

Необходимость реконструкции подстанции вызвана физически и морально устаревшим оборудованием, при эксплуатации которого с течением времени увеличивается риск аварий на подстанции, а значит и нарушения электроснабжения потребителей, среди которых есть и потребители I категории. При несвоевременной модернизации подстанции возрастёт число аварий, что приведёт к увеличению затрат на ремонт оборудования.

При реконструкции подстанции должно быть обеспечено:

- Выполнение требований по надёжности.
- Использование современных проектных решений.
- Высокий уровень качества строительных и монтажных работ.
- Экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат.
- Соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды.
- Ремонтопригодность применяемого оборудования и конструкций.
- Передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

Основные требования к подстанции нового поколения:

- Компактность, комплектность, высокая степень заводской готовности.
- Надёжность работы подстанции посредством использования современного электрооборудования.

- Наиболее удобная компоновка оборудования для проведения осмотров и ремонтных работ.
- Обеспечение безопасной эксплуатации и обслуживания.
- Автоматизация.
- Экологическая безопасность.

Актуальность темы обусловлена необходимостью замены устаревшего электрооборудования, сроки эксплуатации которого превышены почти в два раза.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надёжности, эффективности и качества электроснабжения потребителей подстанции.

В работе поставлены следующие задачи:

- Изучить нагрузки на силовое и коммутационное электрооборудование подстанции.
- Выбрать силовое электрооборудование.
- Выбрать коммутационное электрооборудование.
- Рационально распределить электрооборудование по территории подстанции.
- Обеспечить безопасность обслуживающего персонала.

1 Выбор трансформаторов

На данной подстанции установлены 2 автотрансформатора типа АТДЦТН 250000/220/110. У этого автотрансформатора присутствует обмотка низшего напряжения на 35 кВ, которая имеет только магнитную связь с обмоткой высшего напряжения, для питания группы потребителей. Паспортная мощность обмотки низкого напряжения 100 МВА, что вполне соответствует потребляемой мощности электроэнергии подключенных к ней потребителей. На данной ступени напряжения максимальная величина нагрузки не превышает 68 МВА.

На стороне среднего напряжения передаваемая мощность по паспорту 250 МВА. Мощности данных автотрансформаторов хватает для обеспечения потребителей необходимым количеством электроэнергии.

Установка автотрансформаторов на этой подстанции обусловлена её типом. Узловая подстанция предназначена для преобразования электроэнергии до более низкой ступени напряжения и распределения её между другими подстанциями. Использование автотрансформаторов при таких условиях наиболее выгодно по сравнению с обычными трансформаторами. Автотрансформатор при меньших размерах, следовательно, меньших затратах, передаст такую же мощность, как и обычный трансформатор больших размеров.

В работе были проанализированы несколько возможных вариантов замены, и сделан вывод, что нет необходимости заменять данные силовые агрегаты, так как их мощностные характеристики соответствуют потребляемой мощности потребителей.

Так же на подстанции имеются трансформаторы 35/6 кВ и 6/0.4 кВ. Данные трансформаторы выполнены в открытом исполнении, имеют масляное охлаждение. Данные качества связаны с некоторыми неудобствами их обслуживания и опасностью для окружающей среды.

Затруднение обслуживания обусловлено тем, что размещаются трансформаторы на открытом воздухе, это приводит к их усиленному

загрязнению, подвергаются постоянным перепадам температур, что пагубно сказывается на масле, которое используется в их системе охлаждения.

Современной альтернативой масляным трансформаторам являются сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением. Отсутствие в них масла снижает их пожаровзрывоопасность, улучшает их экологичность. Существует возможность их использования в закрытых КТП благодаря их меньшим размерам по сравнению с масляными трансформаторами.

Поскольку от этих трансформаторов получают питание только внутренние потребители, то нагрузка на них не возрастёт. В связи с этим прием к установке трансформаторы со схожими характеристиками. К установке прием трансформаторы типа ТЗРс РПН.

2 Реконструкция открытых и закрытых распределительных устройств

Данная подстанция является узловой, в связи с этим к ней предъявляются высокие требования по качеству электроснабжения. Это значит, что необходимо применить резервирование между системами шин.

При переводе подстанции с открытых распределительных устройств (ОРУ) 35 кВ на комплектные распределительные устройства (КРУ) сама схема не претерпит, каких-либо значительных изменений. Будут лишь заменены воздушные выключатели более современными вакуумными выключателями. В связи с этим будут подобраны новые шинные разъединители, предназначенные для установки в КРУ.

На стороне 220 и 110 будут заменены выключатели.

На данной подстанции в основном реализована система открытых распределительных устройств. Данное решение имеет ряд недостатков. А именно:

- Сложность в обслуживании при ненастной погоде и низких температурах.
- Использование значительных территорий.
- Аппараты подвержены воздействию окружающей среды (загрязнение, запыление).
- Большой объём и частота плановых предупредительных работ и технического обслуживания.

На этом фоне видно, что КРУ удобнее в обслуживании и монтаже. За счёт того, что вся аппаратура находится в помещении, она не подвергается воздействию атмосферных осадков, следовательно, будет реже выходить из строя, что в свою очередь увеличит степень надёжности энергоснабжения.

Так же КРУ возможно использовать и на стороне 110 кВ и 220 кВ. Для этого применяются КРУЭ с элегазовой изоляцией. Состоят такие КРУЭ из герметичных блоков с элегазом, внутри этих блоков расположены

высоковольтные выключатели, секции шин, а так же разъединители. Соседние ячейки при необходимости могут соединяться при помощи фланцевых соединений с использованием между ними специальной герметичной вставки.

Данное решение не будет применено на подстанции в виду сложности обслуживания данного рода установки. Связано это с тем, что со временем или в результате повреждения ячейки элегаз может выветриться, что приведёт к аварийной ситуации или аварии. Поэтому на подстанции, на стороне 110 и 220 кВ будет произведена замена выключателей на более современные.

На подстанции имеется КРУ 35/6 кВ, запитанное от ОРУ 35 кВ через силовые трансформаторы наружного исполнения. На стороне 6 кВ установлены устаревшие масляные выключатели. От данного КРУ питаются трансформаторы собственных нужд 6/0.4 кВ и здание управления.

В ходе реконструкции на этой ступени напряжения будет установлена блочная трансформаторная подстанция 35/6 кВ с блоком КРУ. Масляные выключатели будут заменены современными вакуумными.

Для собственных нужд подстанции так же будет использоваться блочная трансформаторная подстанция.

Вследствие того, что ОРУ 35 кВ будет заменена на КРУ 35 кВ, измениться расстановка электрооборудования по территории подстанции, поэтому необходимо будет пересмотреть заземление этих установок, а также произвести перестановку молниеотводов.

3 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств.

Перед началом расчётов токов короткого замыкания составим схему замещения для автотрансформатора 220/110 кВ, рисунок 1, и укажем на ней точки короткого замыкания.

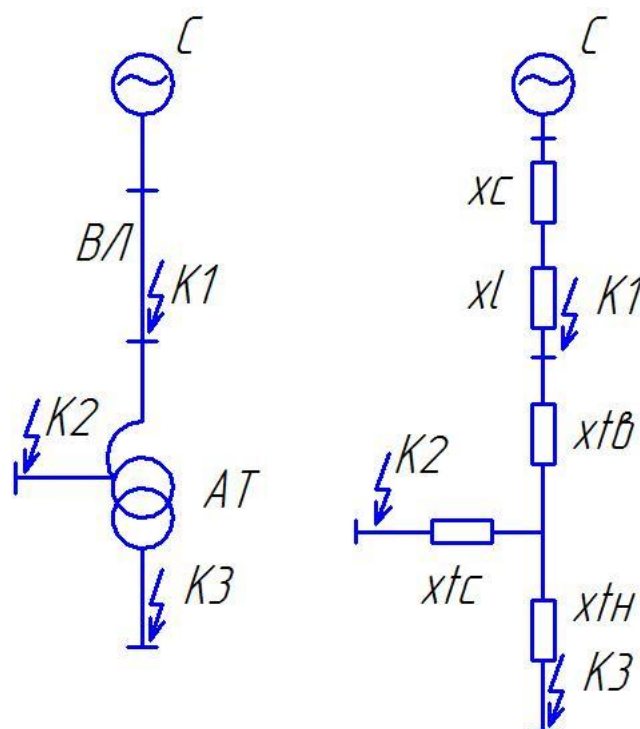


Рисунок 1 – Схема замещения для расчёта короткого замыкания на ступенях напряжения 220/110 кВ.

Базисная мощность $S_b=1000$ МВА.

Составим таблицу 1, в которую занесём напряжения короткого замыкания обмоток автотрансформатора.

Таблица 1–Напряжения короткого замыкания обмоток автотрансформатора

АТДЦТН 250000/220/110	
$U_k\%_{ВН}$	10%
$U_k\%_{СН}$	15%
$U_k\%_{НН}$	15%

Определим сопротивления обмоток автотрансформатора. Для этого рассчитаем $U_k\%$ для каждой ступени напряжения:

$$U_k\%_B = 0,5 * U_k\%_{BH} + U_k\%_{CH} - U_k\%_{HH} = 0,5 * 10 + 15 - 15 = 5\%$$

$$U_k\%_C = 0,5 * U_k\%_{CH} + U_k\%_{HH} - U_k\%_{BH} = 0,5 * 15 + 15 - 10 = 20\%$$

$$U_k\%_H = 0,5 * U_k\%_{HH} + U_k\%_{BH} - U_k\%_{CH} = 0,5 * 15 + 10 - 15 = 5\%$$

Определим сопротивления обмоток:

$$X_{ат - B} = \frac{U_k\%_B}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{5}{100} * \frac{1000}{500} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$X_{ат - C} = \frac{U_k\%_C}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{20}{100} * \frac{1000}{500} = 0,4 \text{ Ом}$$

$$X_{ат - H} = \frac{U_k\%_H}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{5}{100} * \frac{1000}{500} = 0,1 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление системы и ВЛ 220 кВ. Мощность короткого замыкания системы $S_k=4000$ МВА.

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$X_{вл} = X_{уд} * \frac{1}{2} * \frac{S_6}{U_{BH}^2} = 0,3 * 0,5 * \frac{1000}{48400} = 0,003 \text{ Ом}$$

Рассчитаем параметры короткого замыкания для точки К1.

Произведём расчёт суммарного сопротивления до точки К1:

$$x_{k1} = x_{6c} + x_{6л} = 0.25 + 0.003 = 0.253 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 220} = 2,6 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{но}^3 = \frac{E''_6}{x_{k1}} * I_6 = \frac{1}{0.253} * 2,6 = 10,3 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение ударного тока к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{но}^3 * k_{уд} = \sqrt{2} * 10,3 * 1,8 = 26,2 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -в энергосистеме и воздушной линии 110-220 кВ равен 1.8.

Рассчитаем параметры короткого замыкания для точки К2.

Произведём расчёт суммарного сопротивления до точки К2:

$$x_{k2} = x_c + x_{вл} + x_{ат-в} + x_{ат-с} = 0.25 + 0.003 + 0,1 + 0,4 = 0,8 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 110} = 5,3 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока

к.з.:

$$I_{н0}^3 = \frac{E''_6}{x_{k2}} * I_6 = \frac{1}{0,8} * 5,3 = 6,6 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение ударного тока к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{н0}^3 * k_{уд} = \sqrt{2} * 6,6 * 1.8 = 16,8 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -на трансформаторе 110 кВ равен 1.8.

Рассчитаем параметры короткого замыкания для точки К3.

Произведём расчёт суммарного сопротивления до точки К3:

$$x_{k3} = x_{бс} + x_{вл} + x_{ат-в} + x_{ат-н} = 0.25 + 0.003 + 0,1 + 0,1 = 0,45 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 35} = 16,8 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока

к.з.:

$$I_{н0}^3 = \frac{E''_6}{x_{k3}} * I_6 = \frac{1}{0,45} * 16,8 = 37,3 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение ударного тока к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{н0}^3 * k_{уд} = \sqrt{2} * 37,3 * 1.7 = 87,7 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -на трансформаторе 35 кВ равен 1.7.

Произведём расчёт токов короткого замыкания для трансформатора 35/6 кВ, для этого составим схему замещения, рисунок 2. Базисная мощность будет равняться 100 МВА.

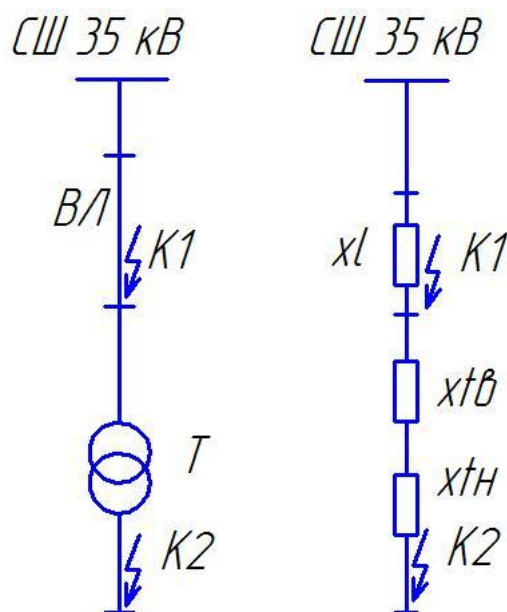


Рисунок 2 – Схема замещения для расчёта короткого замыкания на ступенях напряжения 35/6 кВ.

Данный трансформатор питается от системы шин 35 кВ, ток 3х фазного короткого замыкания на которых равен 37,3 кА, сопротивление системы будет равно:

$$x_c = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * I_{k35}^2} = \frac{35}{\sqrt{3} * 37.5} = 0.5 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление кабельной линии до трансформатора:

$$x_{6л} = X_{\text{уд}} * \frac{1}{2} * \frac{S_6}{U_{\text{ВН}}^2} = 0,004 \text{ Ом}$$

$X_{\text{уд}} = 0.12 \text{ Ом/км}$ для трёхжильного кабеля 35 кВ.

Определим сопротивление обмоток трансформатора на высокой и низкой стороне. Напряжение короткого замыкания берём из паспортных данных трансформатора ТМ 2500/35/6 оно равно 6.5%:

$$x_T = \frac{U_{кв}}{100} * \frac{S_6}{S_{номТ}} = \frac{6.5}{100} * \frac{100}{2.5} = 2.6 \text{ Ом}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания в точке К1.

Произведём расчёт суммарного сопротивления до точки К1:

$$x_{k1} = x_c + x_{6л} = 0.5 + 0.004 = 0,5 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 35} = 1.6 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{но}^3 = \frac{E''_6}{x_{k1}} * I_6 = \frac{1}{0,5} * 1.6 = 3.2 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение ударного тока к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{но}^3 * k_{уд} = \sqrt{2} * 3.2 * 1.7 = 7.7 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -на трансформаторе 35 кВ равен 1.7.

Рассчитаем токи короткого замыкания в точке К2.

Произведём расчёт суммарного сопротивления до точки К2:

$$x_{k2} = x_{6с} + x_{6л} + x_T = 0.5 + 0.004 + 2.6 = 3.1 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6} = 9.8 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{но}^3 = \frac{E''_6}{x_{k2}} * I_6 = \frac{1}{3.1} * 9.8 = 3.2 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение ударного тока к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{но}^3 * k_{уд} = \sqrt{2} * 3.2 * 1.6 = 7,2 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -на трансформаторе 6 кВ равен 1.6.

4 Выбор электрических аппаратов и проводников

4.1 Выбор выключателей

На подстанции на всех ступенях напряжения установлены воздушные выключатели с системой гашения электрической дуги дутьём воздуха в дугогасительной камере.

Воздушный выключатель состоит из дугогасительной камеры со сжатым воздухом и контактной группы. Принцип действия дугогасительных устройств (ДУ) воздушных выключателей заключается в следующем, сжатый воздух является эффективной средой, обеспечивающей надежное гашение электрической дуги. Это достигается интенсивным воздействием с максимально возможными скоростями потока воздуха на дуговой канал. В ДУ воздушных выключателей гашение электрической дуги происходит в дутьевых каналах (соплах), которые конструктивно в совокупности с оконечной частью контактов дугогасителя образуют дутьевую систему. Столб дуги, образовавшейся на размыкающихся контактах, под действием воздушного потока растягивается и быстро перемещается в сопла, где происходит ее гашение.

Воздушные выключатели имеют свои достоинства и недостатки по сравнению с элегазовыми или вакуумными выключателями. К достоинствам относятся:

- Высокая отключающая способность.
- Пожаробезопасность.
- Высокое быстродействие.

К недостаткам относятся:

- Дорогостоящее и постоянно нуждающееся в обслуживании компрессорного оборудования.
- Высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при не удалённом коротком замыкании.

Современным аналогом для замены воздушных выключателей служат элегазовые и вакуумные выключатели.

Элегазовый выключатель так же, как и воздушный выключатель, состоит из дугогасительной камеры и контактной группы. Вместо воздуха в данных выключателях дугогасительной средой выступает элегаз, (фторид серы, безвредный, химически неактивный, негорючий газ), находящийся в камере под давлением. Данный газ не требует ухода, не стареет, имеет электрическую прочность, в 3-4 раза превышающую прочность воздуха, и не оказывает пагубного влияния на конструктивные элементы выключателя, что благоприятно сказывается на сроке службы данных выключателей.

К достоинствам данного класса выключателей относятся:

- Возможность установки в электроустановках закрытого и открытого типа.
- Простота и надёжность конструкции.
- Большой коммутационный ресурс контактной группы.
- Хорошая отключающая способность.
- Высокая скорость срабатывания.
- Взрыва-пожаробезопасность.
- Небольшие габаритные размеры и масса.

К недостаткам относятся:

- Высокие требования к элегазу.
- Применение специального оборудования для периодического обслуживания коммутационного аппарата.
- Образование в процессе эксплуатации вредных для организма человека веществ.

Несмотря на некоторые недостатки, элегазовый выключатель является достойной заменой масляных и воздушных коммутационных аппаратов.

Вакуумный выключатель. Как и предыдущие типы выключателей имеет схожие конструктивные решения. Различие заключается в содержимом

дугогасительной камеры, а именно в полном отсутствии в ней каких-либо газов или жидкостей. В данном типе выключателей в качестве дугогасительной среды используется вакуум.

Из всех известных типов выключателей он наиболее точно соответствует современным требованиям. Вакуумный выключатель обеспечивает наиболее эффективное и простое гашение дуги, происходит это из-за особых качеств вакуума. В нем отсутствует какая либо среда для прохождения тока, следовательно, нет условий для поддержания дугового разряда. Данное свойство позволяет делать в таких выключателях очень маленький зазор (вплоть до нескольких миллиметров) между контактами и это сказывается на габаритах и на времени коммутации выключателя.

Данные выключатели имеют очень простую конструкцию, не требуют какого либо дополнительного оборудования, как воздушные выключатели, современные инженерные решения позволяют создавать прочные дугогасительные камеры (исключается возможность их ранней разгерметизации).

Достоинства вакуумных выключателей:

- Простота конструкции.
- Пожара- взрывобезопасные.
- Высокая степень надёжности.
- Высокая коммутационная износостойкость.
- Малые размеры.
- Малые эксплуатационные расходы

К недостаткам относятся:

- Возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индукционных токов.

Изучив достоинства и недостатки данных выключателей, было решено использовать вакуумные выключатели на стороне 35 кВ. Связано это с тем, что на данной ступени напряжения будет устанавливаться закрытое

распределительное устройство КРУ, что в свою очередь требует применения выключателей с наименьшими габаритами, наиболее экологичных и не требующих дополнительного оборудования. Всем этим требованиям соответствует вакуумный выключатель, так как имеет наименьшие габариты, не выделяет вредных веществ, в сравнении с элегазовым, не шумный, не требует дополнительного оборудования, как воздушные выключатели. Однако для отключения линии от автотрансформатора до КРУ будет использоваться элегазовый выключатель наружной установки. Связано это с тем, что вакуумный выключатель не может обеспечить необходимую отключающую способность.

На стороне 110 и 220 кВ будут так же установлены вакуумные выключатели наружного исполнения.

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению $U_{ном}$.
2. Номинальному току $I_{ном}$.
3. Симметричному току отключения I_n .
4. Отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания.
5. Предельному сквозному току.
6. Тепловому импульсу.

Выберем выключатель для линии 220 кВ, подходящей к автотрансформаторам. Составим таблицу 2 для сравнения расчётных параметров схемы и номинальных параметров выключателя.

Найдём максимальный ток:

$$I_{\max} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * 2} = 1.4 * \frac{250000}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 459.3 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{но}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 3.6 \text{ кА}$$

Таблица 2-Параметры выключателя 220 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 459.3 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НО}}^3 = 10.3 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_a = 3.6 \text{ кА}$	$i_{a \text{ НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.3 = 13.2 \text{ кА}$
$I_{\text{НО}} = 10.3 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 26.2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B = 3.1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель ВБП-220 Ш-31,5/2000 УХЛ 1.

Выберем выключатель для линии 110 кВ, отходящей от автотрансформаторов. Составим таблицу 3 для сравнения расчётных параметров схемы и номинальных параметров выключателя.

Найдём максимальный ток:

$$I_{\text{макс}} = 1.4 * \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * 2} = 1.4 * \frac{250000}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 918.5 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 2.3 \text{ кА}$$

Таблица 3-Параметры выключателя 110 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 918.5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НО}}^3 = 6.6 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_a = 2.3 \text{ кА}$	$i_{a \text{ НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.3 = 13.2 \text{ кА}$
$I_{\text{НО}} = 6.6 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$

$i_{уд} = 16.8 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 80 \text{ кА}$
$B = 1.3 \text{ кА}^2 * с$	$B_{ном} = 29.7 \text{ кА}^2 * с$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1.

Выберем выключатель для линии 35кВ, отходящей от автотрансформаторов. Составим таблицу 4 для сравнения расчётных параметров схемы и номинальных параметров выключателя.

Найдём максимальный ток:

$$I_{\text{макс}} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * 2} = 1.4 * \frac{100000}{\sqrt{3} * 35 * 2} = 1154.7 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{но}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 13 \text{ кА}$$

Таблица 4-Параметры выключателя 35 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1154.7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{но}^3 = 37.3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_a = 13 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{\text{ном откл}} * \sqrt{2} + 0.4 = 28 \text{ кА}$
$I_{но} = 37.3 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8.7 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 127.5 \text{ кА}$
$B = 41.7 \text{ кА}^2 * с$	$B_{ном} = 75 \text{ кА}^2 * с$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель ВГТ-35П 50/3150 ХЛ.

Выберем выключатель для линии 6 кВ отходящей от секции шин 35 кВ. Составим таблицу 5 для сравнения расчётных параметров схемы и номинальных параметров выключателя.

Найдём максимальный ток:

$$I_{\max} = 1.4 * \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * 2} = 1.4 * \frac{2500}{\sqrt{3} * 35 * 2} = 28.8 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 1.1 \text{ кА}$$

Таблица 5-Параметры выключателя 35/6 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 36 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 28.8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{НО}}^3 = 3.2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$
$i_a = 1.1 \text{ кА}$	$i_{a \text{ НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.4 = 36 \text{ кА}$
$I_{\text{НО}} = 3.2 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 7.7 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 52 \text{ кА}$
$B = 0.4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 16 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель VD4/w36.

Выберем выключатель для линии 6кВ, отходящей от трансформатора 35/6 кВ. Составим таблицу 6 для сравнения расчётных параметров схемы и номинальных параметров выключателя.

Найдём максимальный ток:

$$I_{\max} = 1.4 * \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * 2} = 1.4 * \frac{2500}{\sqrt{3} * 6 * 2} = 122,5 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 1.1 \text{ кА}$$

Таблица 6-Параметры выключателя 6 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 122.5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{НО}}^3 = 3.2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 12.5 \text{ кА}$

$i_a = 1.1 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{\text{ном откл}} * \sqrt{2} + 0.4 = 22.5 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 3.2 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 12.5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 7.2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 32 \text{ кА}$
$B = 0.4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{ном}} = 6.3 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель VD4/P12.

Выбор выключателей на линиях, отходящих к потребителям произведём по параметрам уже установленным воздушным выключателям. Так как на всех линиях установлены аналогичные друг другу выключатели, то возьмём за образец любой выключатель на каждой ступени напряжения и подберём схожие по параметрам вакуумные или элегазовые выключатели.

Таблица 7-Выключатели на стороне 220 кВ

Воздушный выключатель	Вакуумный выключатель
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{ном откл}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{a \text{ ном}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{\text{ном откл}} * \sqrt{2} + 0.4 = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{ном}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{ном}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель ВБП-220 III-31,5/2000 УХЛ 1.

Таблица 8-Выключатели на стороне 110 кВ

Воздушный выключатель	Вакуумный выключатель
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а НОМ}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{\text{а НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.4 = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{НОМ}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель ВБП-110 Ш-31,5/2000 УХЛ 1.

Таблица 9-Выключатели на стороне 35 кВ

Воздушный выключатель	Вакуумный выключатель
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а НОМ}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{\text{а НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.4 = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{НОМ}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель VD 4/W36 [11].

Таблица 10-Выключатели на стороне 6 кВ

Масляный выключатель	Вакуумный выключатель
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{ном откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 12.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а ном}} = 36 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = I_{\text{ном откл}} * \sqrt{2} + 0.4 = 22.5 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 12.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 32 \text{ кА}$
$B_{\text{ном}} = 16 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{ном}} = 6.25 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираем по каталогу выключатель VD4/P12.

Хотя на стороне 6 кВ вакуумный выключатель по некоторым параметрам и уступает масляному выключателю, его характеристики удовлетворяют требованиям, какие предъявляются к выключателю. Это видно из расчётов токов короткого замыкания и из выбора выключателя для отключения питания 6 кВ от ячеек КРУ.

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель служит для включения и отключения цепи высокого напряжения при отсутствии в ней напряжения или при очень низких его значениях, при которых невозможно образование дуги. Данное действие необходимо для обеспечения безопасности проведения ремонтных или ревизионных работ на отключенном участке. Основным отличием разъединителя от выключателя является то, что он создаёт видимый разрыв в сети, что исключает возможность случайной подачи напряжения на отключенный участок.

Как и к любому электротехническому изделию к разъединителям предъявляются свои требования, а именно:

- Контактная система должна пропускать номинальный ток неограниченное время
- Система приводов должна быть достаточно надёжной, особенно у разъединителей наружного исполнения.
- Разъединительный механизм должен надёжно удерживать систему во включенном положении, в выключенном положении ножи должны так же надёжно зафиксироваться.
- Промежуток между контактами должен иметь хорошую электрическую прочность.
- Привод разъединителя должен блокироваться выключателем. Это необходимо для предотвращения срабатывания разъединителя при включенном выключателе.

Необходимость выбора разъединителей в системах шин 35 и 6 кВ вызвана заменой открытого распределительного устройства закрытым.

Выбор производится по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению $U_{ном}$
2. Номинальному току $I_{ном}$
3. Электродинамической стойкости $I_{пн}$, $i_{уд}$
4. Термической стойкости B

Для установки на стороне 35 кВ на отходящей от автотрансформатора линии будет установлен разъединитель наружного исполнения. Также будет отдано предпочтение разъединителю с ручным приводом, обосновано это тем что, пневмопривод имеет ряд недостатков, а именно:

- Наличие дополнительного оборудования.
- В сильные морозы пневматическая система может замерзнуть.

Теперь перейдём к определению его параметров.

Таблица 11- Параметры разъединителя 35кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры разъединителя
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1154.7 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{но} = 37.3 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 87.7 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 125 \text{ кА}$
$B = 41.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{ном} = 75 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, принимаем к установке разъединители типа РДЭ-35/3200-УХЛ1.

Для отходящих к потребителям линиям будем принимать к установке разъединитель внутреннего исполнения, связано это с тем, что вместо ОРУ будет установлено КРУ. У данных разъединителей привод ножей будет производиться с помощью электромотора, также будет предусмотрен ручной привод на случай отказа электропривода.

Таблица 12- Параметры разъединителя 35 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры разъединителя
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{но} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 100 \text{ кА}$
$B = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{ном} = 48 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, принимаем к установке разъединители типа РРЗ-35/2000 УЗ.

Для потребителей, получающих электроэнергию из КРУ 6 кВ, также выберем разъединители внутреннего исполнения. Здесь, так же как и на разъединителях в КРУ 35 кВ, привод будет основан на электромоторах и дублирован ручным приводом.

Таблица 13- Параметры разъединителя 6 кВ

Расчётные параметры	Номинальные параметры разъединителя
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{но} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 32 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 52 \text{ кА}$
$B = 6.25 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{ном} = 12 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, принимаем к установке разъединители типа РВФ-6/630-IV.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для преобразования тока большого значения, на стороне высокого напряжения, до величины удобной для измерения обычными амперметрами. Также они предназначены для подключения к ним релейной защиты. Номинальная величина вторичного тока в таких трансформаторах стандартизирована и равна 5 амперам.

Поскольку мы производим полную замену только систем шин 35 и 6 кВ, определим рабочие параметры трансформаторов тока только для них.

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению $U_{ном}$
2. Номинальному длительному рабочему току $I_{ном}$
3. Электродинамической стойкости
4. Термической стойкости трансформатора тока, B .

Таблица 14-Трансформатор тока 35 кВ

Напряжение 35 кВ (от АТ) трансформатор ТОЛ-35-1500/5	
Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{ном} = 355 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1154.7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 87.7 \text{ кА}$	$i_{уд} = 128 \text{ кА}$
$B = 41.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 75 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Данный трансформатор тока является опорным и предназначен для использования в ОРУ. Данный тип трансформатора имеет две вторичные обмотки - измерительную и для цепей защиты.

Таблица 15- Трансформатор тока 35 кВ

Напряжение 35 кВ (в ячейках КРУ) трансформатор ТОЛ-35-2000/5	
Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1200 \text{ А}$
$i_{уд} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 128 \text{ кА}$
$B = 29.7 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 108 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Таблица 16- Трансформатор тока 6 кВ

Напряжение 6 кВ (в ячейках КРУ) трансформатор ТОЛ-6-600/5	
Расчётные параметры	Номинальные параметры
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{уд} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 80 \text{ кА}$
$B = 6.25 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 12 \text{ кА}^2 * \text{с}$

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для преобразования высокого напряжения до 100 В. Применяют его для питания обмоток напряжения устройств измерения и защиты.

В КРУ 35 и 6 кВ будем использовать трансформаторы напряжения ЗНОЛ соответствующих типов напряжения.

4.5 Выбор предохранителей

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения будем применять плавкие предохранители.

Для класса напряжения 35 кВ используем предохранители серии ПКТ-101-35-2-8-УЗ.

Для напряжения 6 кВ также используем эту серию предохранителей ПКТ-101-6-2-8-УЗ.

4.6 Выбор жестких и мягких шин и изоляторов к ним

В данном пункте рассчитаем необходимые сечения проводов для подключения КРУ, выберем опорные и проходные изоляторы.

КРУ 35 кВ будет устанавливаться на месте ОРУ 35 кВ. Для его подключения используем воздушную линию от автотрансформатора.

Величина максимально проходящего тока к КРУ известна из пункта выбора выключателя, и она равна $I=1154.7$ А. Сечение проводников будем выбирать, исходя из экономической плотности тока, её возьмём из справочника. Для алюминиевых проводов при продолжительности использования максимума нагрузки 3500 часов экономическая плотность тока равна 1.1. Тогда необходимое сечение проводников равно:

$$s_{35} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1154.7}{1.1} = 1050 \text{ мм}^2$$

Исходя из полученных данных принимаем к установке алюминиевые шины 120x10.

Проверяем проводники по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{max35} = 1154.7 \text{ А} < I_{дл,доп} = 2070 \text{ А}$$

Как мы видим выбранная шина удовлетворяет данному требованию.

Проверим шины 35 кВ на минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$S_{мин} = \frac{41.7 * 10^3}{90} = 2268 > s = 1200 \text{ мм}^2$$

Из расчёта видим, что по одной шине на фазу недостаточно, чтобы они прошли данное условие. Исходя из этого, установим на каждую фазу по две шины, тогда общая площадь сечения шин каждой фазы будет равна 2400 мм², что соответствует предъявляемым требованиям.

Произведём проверку жёстких шин на воздействие частот собственных колебаний. Для того чтобы шины прошли по этому условию нужно, чтобы частота свободных колебаний была больше 200 Гц при длине пролётов 2 метра.

Рассчитаем момент инерции поперечного сечения, он зависит от взаимного расположения шин относительно друг друга, а также от поперечных размеров шин:

$$j = \frac{h * b^3}{6} = \frac{12 * 1^3}{6} = 2 * 10^{-8} \text{ м}^4$$

Определим массу шины на единицу длины, плотность алюминия 2,7 * 10⁻³ кг/см³:

$$m = 2.7 * 10^{-3} * b * h * d = 2.7 * 10^{-3} * 12 * 1 * 100 = 3.2 \text{ кг/м}$$

Модуль упругости материала. E= 7 * 10¹⁰, r=4.73

Найдём частоту собственных колебаний шин:

$$f_{10} = \frac{4.73^2}{2 * \pi * 0.002^2} * \frac{\sqrt{7 * 10^{10} * 2 * 10^{-8}}}{3.2} = 890189 * 20.9 = 18 \text{ МГц}$$

Шины проходят по данному условию.

Произведём проверку шин на электродинамическую стойкость по формуле:

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{3} * 10^{-7} * l^2 * i^2 * k_{\phi} * k_{\text{расп}}}{\lambda * W * a}$$

Определим все справочные показатели и расчётные величины:

- коэффициент формы $k_{\phi} = 1$
- коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников $k_{\text{расп}} = 1$
- коэффициент, зависящий от условия закрепления шины $\lambda=8$
- $W = \frac{h * b^2}{6} = \frac{12 * 1^2}{6} = 2 * 10^{-6} \text{ м}^3$
- расстояние между фазами $a=0,8 \text{ м}$
- длина пролета $l=2 \text{ м}$
- ударный ток трёхфазного КЗ $i=87.7 \text{ кА}$

Найдем напряжение в шинах при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{1.73 * 10^{-7} * 2^2 * 87.7^2 * 1 * 1}{8 * 2 * 10^{-6} * 0.8} = \frac{0,005}{0.00001} = 5 \text{ МПа}$$

Шины проходят по данному условию, так как по справочнику допустимое напряжение на алюминиевые шины не должно превышать 90 МПа.

Выбор изоляторов.

Для ступени напряжения 35 кВ выбираем опорные изоляторы ИОС 35/100 высотой $H=500$ мм. Рассчитаем максимальную нагрузку на изоляторы:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * \frac{i^2}{a} * k_{\phi} * k_{\text{расп}} * l * 10^{-7}$$

$$F_{\text{расч}} = 1.73 * \frac{87.7^2}{0.8} * 1 * 1 * 2 * 10^{-7} = 3326 \text{ Н}$$

Таким образом, изоляторы удовлетворяют условиям нагрузки на них. Минимальная разрушающая нагрузка изолятора $F_{\text{раз}} = 8000$ Н, высота изолятора 500 мм. Это видно из расчётной нагрузки, которую может выдержать изолятор:

$$F_{\text{из}} = 0,6 * F_{\text{раз}} * \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 * 8000 * \frac{500}{660} = 3636 \text{ Н}$$

Произведём выбор проходных изоляторов. В качестве проходных изоляторов мы выбираем ИП 35/2000, $F_{\text{раз}} = 12500$ Н. Проверим изолятор на электродинамическую стойкость:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 * \frac{i^2}{a} * l * 10^{-7}$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 * \frac{87.7^2}{0,8} * 2 * 10^{-7} = 961 \text{ Н}$$

Таким образом, изоляторы удовлетворяют условиям электродинамической стойкости, т.к.:

$$F_{\text{из}} = 0,6 * F_{\text{раз}} = 0,6 * 42500 = 25500 \text{ Н}$$

КТП 35/6 кВ будут подключены к шинам 35 кВ трехжильным кабелем.

Определим параметры питающего кабеля зная:

- время отключения выключателя $t_{\text{откл.в}} = 0,03$ с
- максимальный ток $I_{\text{max}} = 28,8$ А

- ток трёхфазного короткого замыкания $I_{\text{НО}} = 3.2 \text{ кА}$
- температура ЗРУ $\theta = 30^\circ \text{ С}$
- время использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 2500 \text{ ч}$

Определим экономическое сечение провода при $T_{\text{max}} = 2500 \text{ ч}$ для алюминиевого кабеля оно равно $j_{\text{ЭК}} = 1.9$. Отсюда находим величину необходимого сечения провода:

$$s_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{28.8}{1.9} = 15 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке 3 одножильных кабеля АПвП 1х50. Поправочный коэффициент на температуру воздуха $\kappa_2 = 0,93$ тогда:

$$I_{\text{дл.доп}} = 0,93 * 225 * 1 = 209 \text{ А} > I_{\text{max}} = 28.8 \text{ А}$$

Кабель проходит по условию длительно допустимому току из условий нагрева.

Произведём проверку выбранного кабеля на минимальное сечение термической стойкости. Для этого определим интеграл Джоуля:

$$B_k = I_{\text{НО}}^2 * t_{\text{откл}} = 10.24 * 0.03 = 0.3 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Минимальное сечение по термической стойкости:

$$s_{\text{мин}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} = \frac{0.3 * 10^3}{90} = 6 \text{ мм}^2$$

Видим, что данный кабель удовлетворяет данному условию.

5 Выбор КРУ и КТП

В современном мире получают развитие технологии и решения, позволяющие экономить время, территорию, сохранять окружающую среду от воздействия производственных факторов. Эти требования относятся ко всем отраслям производства, будь то тяжёлое машиностроение или же текстильное производство, особенно это актуально в области электроснабжения.

Инженерная мысль не стоит на месте и на смену устаревшим и не экономичным с современной точки зрения технологиям приходят новые, удовлетворяющие новым требованиям.

Так, например, открытые распределительные устройства, занимающие немалые площади, заменяются закрытыми распределительными устройствами. Рассмотрим, в чём же заключаются главные преимущества такой замены.

- Занимаемые территории. Для ОРУ старых конструкций, где используется старое оборудование (масляные или воздушные выключатели) занимают достаточно большие площади. Связано это с тем, что само оборудование очень громоздкое и требует много пространства для установки. Возникает необходимость прокладки дорог по территории ОРУ для проезда техники для обслуживания этого оборудования. Так как по территории ОРУ предполагается движение транспорта, это накладывает свои ограничения, а именно расположение проводников должно быть таким, что бы не препятствовать движению автотехники.
- Открытое расположение оборудования. По этой причине оно быстро загрязняется и корродирует, также в холодный период по причине обледенения может произойти подклинивание некоторых элементов. Да и обслуживание в ненастную и холодную погоду оставляет желать лучшего.

На этом фоне очень хорошо прослеживаются достоинства закрытых распределительных устройств.

- **Меньшая занимаемая территория.** Современные технологии позволяют изготавливать новые типы высоковольтных выключателей, которые по своим характеристикам не уступают, а в чём то даже превосходят воздушные выключатели, имея при этом гораздо меньшие размеры. Благодаря этому качеству, малые размеры, и появилась возможность создания КРУ не только на напряжения 6-10 кВ, но и на класс напряжения 35 кВ. КРУ занимает гораздо меньше площади по сравнению с ОРУ. Связано это с тем, что всё оборудование размещается в готовом блоке заводского исполнения.
- **Закрытое расположение электрооборудования.** Данное решение исключает повышенное загрязнение аппаратуры, защищает его от перепадов температуры, не происходит обледенения. Удобность обслуживания и ремонта. Выключатели располагаются на выкатных тележках, что позволяет при необходимости произвести быструю их замену. Улучшается качество ревизионных и ремонтных работ, так как они будут происходить в закрытом помещении.
- **Простота монтажа.** Блоки КРУ полностью собираются и укомплектовываются необходимым электрооборудованием на заводе-изготовителе. На месте установки необходимо только разместить железобетонные блоки для установки блоков КРУ.

Изучив преимущества и недостатки этих видов распределительных устройств, а также схему реконструируемой подстанции, было решено произвести замену ОРУ 35 кВ, установить КТП 35/6 кВ и установить КРУ 0.4 кВ для собственных нужд подстанции.

Данное решение позволит:

- Произвести замену устаревшего оборудования.
- Уменьшить площадь используемой территории
- Повысить надёжность электроснабжения за счёт обновления парка электрооборудования

5.1 КРУ 35 кВ

Для установки решено использовать КРУ 35 с ячейками серии UniGear ZS3.2 со следующими характеристиками:

Таблица 17-Параметры ячейки КРУ

UniGear ZS3.2.	
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40.5
Испытательное напряжение, кВ	95
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	190
Номинальная частота, Гц	50/60
Номинальный ток выключателей, А	2500
Номинальный ток отключения выключателей, кА	31.5

Данный тип ячейки подходит по нашим расчётным параметрам.

Каждый блок будет состоять из 18 ячеек, 12 будут предназначены для подключения потребителей, 2 для измерительных трансформаторов напряжения и по 3 резервных ячейки. Секционирование блоков будет выполнено на вводах КРУ с помощью перемычки, с выключателем и двумя разъединителями.

Располагаться блоки будут напротив друг друга, это необходимо для подключения и попарного подключения на выключатели, отходящие от трансформатора.

При установке КРУ значительных изменений в электрическую схему вноситься не будет, принцип секционирования, уже заложенный в изначальную схему, удовлетворяет качеству электроснабжения.

Подробный план размещения КРУ на территории подстанции изображён на плане ПС после реконструкции, так же будет выполнена на чертеже изменённая электрическая схема.

5.2 КТП 35/6 кВ

Сейчас на подстанции установлен трансформатор наружной установки, КРУ 6 кВ. В качестве коммутационных аппаратов установлены масляные выключатели.

Следуя начатому направлению в плане уменьшения занимаемой площади, улучшения экологической безопасности и модернизации электрооборудования, совместим КРУ и трансформаторный блок. Установим так называемую КТП.

КТП-комплектная трансформаторная подстанция - это электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования и распределения электроэнергии. Состоит из блок-модуля, в котором установлен трансформатор необходимой мощности и дополнительное оборудование.

В нашем случае КТП будет состоять из трансформаторного блока и блока с ячейками КРУ. В данной КТП будут установлены 2 сухих силовых трансформатора мощностью 2500кВа. Установка сухих трансформаторов обусловлена такими преимуществами:

- Экологичность, в виду отсутствия масляного охлаждения и, как следствие, отсутствия утечек масла.
- Простота обслуживания, также ввиду отсутствия масляного охлаждения.
- Компактность.

Однако существует один значимый недостаток - недопустимость длительных перегрузок. Однако на данной ступни напряжения не

предусматривается больших нагрузок, поэтому прием к установке данный тип трансформаторов.

Соединение КТП 35/6 кВ с КРУ 35 кВ будет осуществляться с помощью кабеля, проложенного на эстакаде. Данный тип прокладки кабеля наиболее рационален по причине наиболее простого обслуживания кабеля при данном способе монтажа. Это связано с его доступностью и дешевизной монтажных работ по сравнению с другими видами прокладки кабеля.

Изучив имеющиеся на рынке типы КТП, остановимся на ST7-35/6-1x2500M. Ниже приведены технические характеристики данной КТП [15].

Таблица 18- Параметры КТП ST7-35/6-1x2500M

КТП 35/6 кВ тип ST7-35/6-1x2500M	
Тип и кол-во трансформаторов	ТЗР 2500/35/6x2
Кол-во питающих линий	2
Кол-во отходящих линий	12
РУ 35 кВ	
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	630
Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	50
Тип выключателя	Вакуумный VD4/W36
РУ 6 кВ	
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	3150
Ток термической стойкости, кА	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Тип выключателя	VD4/P12

Как видно из характеристик, КТП этого типа полностью соответствует предъявляемым ему требованиям в плане нагрузок.

Также заводом предусмотрена релейная защита трансформатора, построенная на микропроцессорных устройствах, что повышает степень защиты трансформатора.

КТП будет состоять из одного модуля и секционирование шин будет заложено в схему с завода, что упрощает монтаж КТП. То есть его всего лишь надо установить на место, подключить силовые и отходящие кабели.

5.3 КТП 6/0.4 кВ

Для собственных нужд подстанции установим КТП, сочетающую в себе трансформаторный блок и блок КРУ.

Для установки так же возьмём двух-трансформаторную КТП с сухими трансформаторами мощностью 630кВа. Типоисполнение – однорядная.

На заводе-изготовителе предлагается самостоятельный выбор электрооборудования, которым будет укомплектовываться КТП в соответствии с требованиями заказчика.

Изучив каталог электрооборудования, к установке будут приниматься:

- Трансформаторы сухие ТЗРс РПН, мощностью 630 кВа.
- КРУ 6 кВ «Элтима»
- РУ 0.4 кВ «Ассоль»
- Система АВР

В итоге получаем следующие характеристики КТП.

Таблица 19 – характеристики КТП

Номинальное напряжение ВН, кВ	6
Номинальное напряжение НН, кВ	0.4
Ток термической стойкости ВН, кА	40
Ток термической стойкости НН, кА	100
Тип трансформатора и мощность, кВа	ТЗР-630-6/0.4

Получаем КТП, полностью соответствующую предъявляемым ей требованиям по энерговооружённости.

6 Выбор типа оперативного тока

Оперативный ток – система электроснабжения низкого напряжения, предназначенная для питания систем управления выключателями, сигнализацией и связью.

Поскольку мы заменили все выключатели, нужно определиться с тем подойдёт ли прежний вид оперативного тока для питания новых выключателей.

На стороне 220 кВ устанавливаем выключатели серии ВБП 220Ш с напряжением в цепи управления привода постоянного (переменного) тока 220 (230) В и 110 В у отключающих и включающих устройств. Аналогичные параметры имеет и выключатель ВБП 110 Ш.

На подстанции в данный момент используется постоянный оперативный ток напряжением 220 и 110 В. Из этого следует, что уже имеющаяся система оперативного тока подходит для работы с новыми выключателями.

Во всех установленных КРУ и КТП уже заводом-изготовителем установлены трансформаторы на высшей стороне, то есть в них используется переменный оперативный ток.

7 Молниезащита и заземление подстанции

Подстанция является объектом повышенной опасности. Это связано с техническими процессами, происходящими в ней, а именно: приём, распределение и передача электроэнергии. Основным источником опасности является ток, проходящий по токоведущим частям.

При аварийных ситуациях, при пробое изоляции кабеля, обрыве гибких шин на нетоковедущих частях электроустановок может возникнуть напряжение, что приведёт к тяжёлым травмам или смертельному исходу обслуживающего персонала.

Для предотвращения таких случаев используется защитное заземление, при повреждении изоляции кабеля и прикосновении его с заземлённой частью электроустановки сработает релейная защита и отключит повреждённый участок.

На подстанции велика вероятность попадания молнии в электрооборудование и рядом стоящие сооружения, что так же может привести к несчастным случаям. Для защиты от попадания молний используются молниеотводы, которые принимают электрический разряд на себя и отводят его в землю.

7.1 Расчёт заземления

Перерасчёт контура заземления необходим по причине перепланировки на территории подстанции. В особенности очень сильно изменится часть подстанции, отвечающая за напряжение 35 и 6 кВ. Также в связи с большим объёмом предстоящих работ при которых будет производиться вскрытие грунта, может иметь место повреждение имеющегося контура.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, должны заземляться.

Произведём расчёт заземляющего контура для ступеней напряжения 35 и 6 кВ. В них применена система изолированной нейтрали. Для расчёта заземления воспользуемся методом коэффициентов использования.

Данная подстанция находится в II климатической зоне. Естественных заземлителей нет. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50*50*5, длиной 3 метра. Расстояние между уголками 4 метра. Предварительное количество стержней 30 шт. Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса 40*4 мм. Глубина заложения горизонтального заземлителя 0,7 м. Грунт в районе подстанции - песок с удельным сопротивлением $\rho_{гр}=700$ Ом*м. Оборудование подстанции занимает площадь 35*30 м (рис. 3)

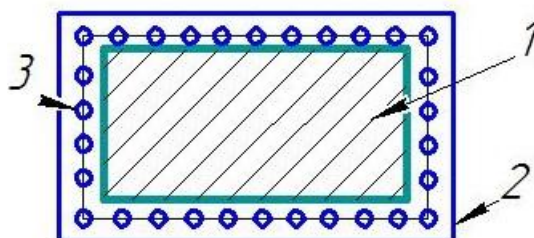


Рисунок 3 –План заземления: 1-площадь, занятая оборудованием(35*30м), 2-заземляющий контур (45*40м), 3-ограждение подстанции

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 0,4 кВ должно быть $R_z = 0,5$ Ом, которое и будет определяющим для расчёта.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства с учётом удельного сопротивления грунта:

$$R_z = \frac{\rho_{гр}}{100} * R_z = \frac{700}{100} * 0,5 = 3,5 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_B = \frac{0.366 * \rho_{расч}}{l} * \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l}$$

$$= \frac{0.366 * 1190}{3} * \lg \frac{2 * 3}{0.95 * 0.05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 * 2,2 + 3}{4 * 2,2 - 3} = 327 \text{ Ом}$$

Определим:

$$\rho_{расч} = k_c * \rho_{гр} = 1,7 * 700 = 1190 \text{ Ом * м}$$

(коэффициент сезонности k_c зависит от климатической зоны).

Определим глубину заложения вершины вертикального заземлителя:

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l = 0.7 + 0.5 * 3 = 2.2 \text{ м}$$

Определим количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B * R_3} = \frac{327}{0,4 * 3,5} = 233 \text{ шт}$$

n_B — коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей принимаем к установке 235 шт.

Рассчитаем длину горизонтального заземлителя:

$$l_{\Gamma} = a * n_B = 4 * 235 = 940 \text{ м}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 * p_{\text{расч}}}{l_{\Gamma}} * \lg \frac{2 * l_{\Gamma}^2}{b * t_0} = \frac{0.366 * 2800}{860} * \lg \frac{2 * 860^2}{0.04 * 0.7} = 9.3 \text{ Ом}$$

Определим:

$$p_{\text{расч}} = k_c * p_{\Gamma} = 4 * 700 = 2800 \text{ Ом * м}$$

(коэффициент сезонности k_c зависит от климатической зоны).

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учётом коэффициента использования $\eta_{\Gamma} = 0,19$:

$$R'_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{9.3}{0,19} = 48.9 \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учётом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_{B} = \frac{R'_{\Gamma} * R_3}{R'_{\Gamma} - R_3} = \frac{48.9 * 3.5}{48.9 - 3.5} = 3,7 \text{ Ом}$$

Определим уточнённое количество вертикальных заземлителей:

$$n'_{B} = \frac{R_B}{n_B * R'_{B}} = \frac{327}{0,4 * 3,7} = 197 \text{ шт}$$

Таким образом, принимаем к установке 200 вертикальных заземлителей.

7.2 Расчёт молниезащиты

Замена молниеотводов так же вызвана перепланировкой на территории подстанции.

На данной подстанции установим двойной стержневой молниеотвод.

Сами молниеотводы установим по краям подстанции на расстоянии 50 метров друг от друга. Высота каждого молниеотвода 30 метров. Рассчитаем максимальное и минимальное расстояние между молниеотводами при данной их длине для обеспечения надёжности защиты 0,9.

$$L_{max} = 5.75 * h = 5.75 * 30 = 172.5 \text{ м}$$

$$L_c = 2.5 * h = 2.5 * 30 = 75 \text{ м}$$

Таким образом, молниеотводы расположены на достаточном удалении друг от друга.

Рассчитаем параметры защитного конуса, образуемые каждым стержнем, это высоту конуса h_0 , и радиус конуса на земле r_0 :

$$h_0 = 0.85 * h = 0.85 * 30 = 25.5 \text{ м}$$

$$r_0 = 1.2 * h = 1.2 * 30 = 36 \text{ м}$$

Так как расстояние между молниеотводами $L < L_c$ то граница зоны не имеет провеса и $h_c = h_0$.

Вычислим размеры горизонтальных сечений зоны:

Максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 10$ м:

$$r_x = \frac{r_0 * (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 * (25.5 - 10)}{25.5} = 22 \text{ м}$$

Длину горизонтального сечения при $h_x < h_c$, $l_x = \frac{L}{2} = 25$

Ширину горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 * (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{36 * (25.5 - 10)}{25.5} = 22 \text{ м}$$

На рисунке 4 изображен план молниезащиты.

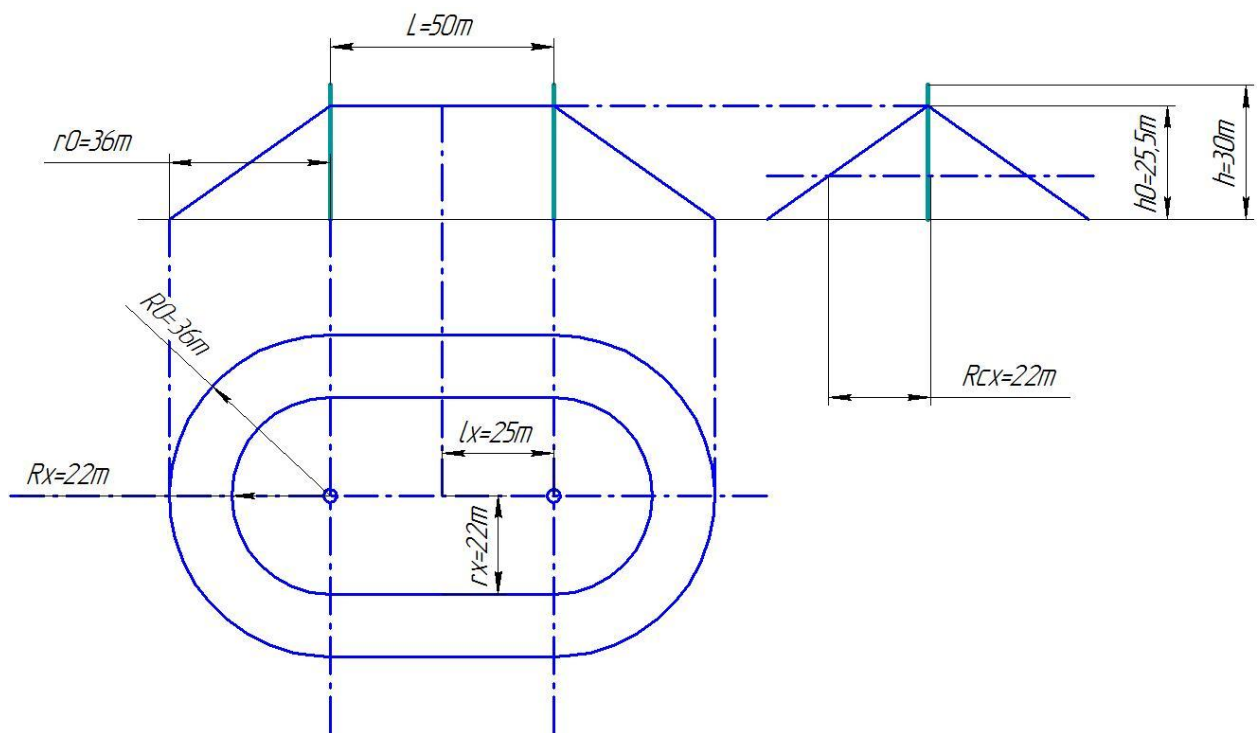


Рисунок 4—План молниезащиты

8 Система защиты, измерения в КРУ и КТП

На подстанции для обеспечения нормальной работы оборудования, для предотвращения возникновения ненормальных режимов работы, учёта затраченной электроэнергии имеется система измерительных приборов. Каждый прибор, исходя из условий и особенностей его работу, подключается по разному. Так, например, при симметричной нагрузке в сети амперметр или ваттметр может быть подключен только на одну фазу. В сетях, где наблюдается несимметрия эти приборы устанавливаются на каждую фазу, это необходимо для получения наиболее полных данных о параметрах режима системы.

В результате реконструкции мы затронем в основном замену средств учёта и измерений только в системе напряжений 35 и 6 кВ. Это связано с полной заменой открытых распределительных устройств на закрытые.

В КРУ 35 кВ мы используем сборку ячеек типа UniGear ZS3.2.. К данным ячейкам заводом изготовителем прилагается система REF542plus ABB. Данная система представляет собой многофункциональный терминал защит и управления ячейкой распреустройства. Имеет следующие возможности:

- Защита
- Управление
- Измерение
- Мониторинг и самодиагностика
- Связь

Эта система может применяться в сетях с изолированной, глухозаземлённой или заземлённой через резистор нейтралью. Она может применяться в кольцевых или магистральных системах электроснабжения.

Функция защиты данной системы содержит в себе:

- Максимальная токовая защита с зависимой и независимой характеристикой.
- Дистанционная защита воздушных линий.

- Дифференциальная защита.
- Защита от замыканий на землю с ограниченной зоной действия.
- Защита минимального и максимального напряжения.
- Защита от понижения и повышения частоты.

Система измерений и релейной защиты выполнена на микропроцессорном модуле. Вся информация отображается на цифровом дисплее, установленном на дверце ячейки. Такие дисплеи имеются на каждой ячейки, все они объединены в единую систему. Данная технология позволяет более информативно отслеживать все параметры системы, а также при необходимости производить изменения в настройках. При аварийных изменениях электросистемы вся необходимая информация будет выводиться на LEDмонитор, что позволяет в разы сократить время на определения последствий аварийной ситуации. Также имеется внутренняя память необходимая для сохранения протоколов, о каких-либо изменениях или сбоях системы, что позволяет производить подробный анализ изменений системы, имея точные её параметры в определённые промежутки времени.

Данная система, на мой взгляд, является наилучшим решением для применения её во время реконструкции.

Рассмотрим КТП 35/6 кВ с ячейками типа ST7-35/6-1x2500M. Здесь заводом-изготовителем предлагается следующая система MUPASZ.

Данная система сочетает в себе функции анализа качества электроэнергии, автоматики и защиты. Данные функции могут быть реализованы дистанционно или же с места установки блока, то есть в самом КТП. Данный блок программируется с помощью специального программатора и имеет следующие особенности:

- Вход в окно программирования возможен только после ввода кода.
- Без ввода кода доступно окно просмотра уставок защит, измерений и зарегистрированных событий.

- Наличие внутренней памяти способной хранить о 32 последних событий.
- В ячейках ввода и секционного выключателя блок защит снабжен системой управления электромагнитным расцепителем выключателя. В случае отсутствия питания, защита возбудит расцепитель от энергии дополнительных трансформаторов тока, встроенных в устройство.
- На стороне 6 кВ при отсутствии питания система продолжит работу на переменном оперативном токе.

В блоке реализованы следующие функции:

- Защита - зависимая и независимая от тока максимальная токовая защита питающих и отходящих линий, трёхфазная дифференциальная защита силового трансформатора, защита от замыканий на землю, минимальное и максимальное напряжение, от несимметричной нагрузки.
- Автоматическое управление включает в себя: АВР секционного выключателя и питающей линии 35 кВ, АПВ на отходящих воздушных линиях, АЧР.
- Измерение электрических величин: ток, напряжение, частота, мощность, энергия, cos, суммарный ток выключателя на шинах 35 и 6 кВ, силовом трансформаторе и секционном выключателе.
- Сигнализация режима работы осуществляется непосредственно на ячейке светодиодом соответствующего цвета и на общеподстанционном пункте управления подстанцией.
- Индикация состояния модуля к готовности.
- Указание режимов АВР и АПВ (включен выключен).
- Состояние выключателя.
- Положение заземляющих ножей.

- Сигнализация об аварийных режимах работы. Местная с помощью сигнализации и на пульт диспетчера с помощью телемеханики.

Все перечисленные возможности данной системы улучшают работу системы, упрощают обнаружение неисправностей в электроснабжении, повышают качество и надёжность электроснабжения. Исходя из этого, принимаем к установке систему MUPASZ.

Для подключения системы питания собственных нужд так же использована КТП с ячейками типа «Элтима» и «Ассоль». Здесь производитель предлагает программно-технический комплекс ПТК SMART Sprecon.

Он, так же как и предыдущие системы, является микропроцессорным, что делает его характеристики схожими с другими системами. Рассмотрим список технических функций данной системы и сравним её с системой для КТП 35/6 кВ.

Данный комплекс предоставляет следующие возможности:

- Сбор и обработка информации о режимах работы КТП и происходящих событиях.
- Контроль текущего режима и состояния главной схемы КТП
- Предупредительная и аварийная сигнализация.
- Автоматическое управление коммутационными аппаратами.
- Контроль состояния электрооборудования.
- Регистрация аварийных ситуаций.
- Ведение архивов и предоставление отчетов.
- Организация АРМ релейщика с функциями доступа к устройствам РЗА, анализа аварийных процессов, осциллограмм и действия защит.
- Технический учет электроэнергии.
- Контроль качества электроэнергии.

- Обмен информацией с вышестоящими уровнями АСДУ.

Данная система является хорошим комплексом по управлению, защите и измерению. Она полностью схожа с предыдущими системами практически по всем параметрам.

Данная система не будет заменяться по причине того, что КТП полностью разрабатывалась на заводе-изготовителе и все комплектующие подобраны наилучшим образом.

Таким образом, произведена значительная автоматизация и компьютеризация некоторых элементов ПС, что положительно скажется на качестве и надёжности электроснабжения.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы реконструкции ПС 220/110 кВ.

Работа посвящена повышению надёжности системы электроснабжения. Реконструкция ПС 220/110 кВ заключается в замене устаревшего оборудования, а именно, воздушных выключателей 220, 110 и 35 кВ, масляных выключателей, установке КРУ 35 кВ вместо ОРУ 35 кВ и КТП 35/6 и КТП 6/0.4 кВ. Для проведения реконструкции мною изучены схемы и планы подстанции, а также техническая документация по электрооборудованию.

На подстанции произведён выбор нового электрооборудования для надёжной работы системы и для экономии электроэнергии. Все электрические устанавливаемые аппараты проверены по условиям термической и электродинамической стойкости. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надёжно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, просты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

В выпускной квалификационной работе приняты к установке:

- Вакуумные выключатели на всех ступенях напряжения. Подобраны в соответствии с характеристиками заменяемых выключателей.
- Замена ОРУ на КРУ с ячейками типа UniGear ZS3.2 швейцарского производства, имеющие электронную систему управления защиты и сигнализации.
- Установка КТП 35/6 и КТП 6/0.4 кВ. Они так же имеют электронные блоки защиты и автоматики.

Стороны 220 и 110 кВ укомплектовываем вакуумными выключателями ВБП-110-31.5/2000.

ЗРУ35 кВ выполняем в виде металлического сооружения КРУ-35 состоящего из отдельностоящих сборных блоков (4 штуки)

Надёжная работа электроустановок немыслима без надёжной и корректно настроенной релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому в работе произведён выбор релейной защиты и автоматики на микропроцессорных устройствах ПТК SMART Sprecon, MUPASZ, REF542plus ABB, что дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надёжностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

Для повышения надёжности и бесперебойности работы систем электроснабжения применяем противоаварийную автоматику (АПВ и АВР). Их функции в проекте выполняют микропроцессорные устройства защиты, установленные в КРУ и КТП, каждое устройство отвечает за защиту своего блока, содержащуюся в программной логической части.

Также в работе рассмотрели возможность внедрения на ПС автоматизированного диспетчерского управления. Внедрение систем автоматизации и диспетчерского управления на современной цифровой технике коренным образом повышает качество и надёжность процессов производства, передачи и распределения электроэнергии.

В разделе по безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы охраны труда работников, разработаны мероприятия от воздействия опасных и вредных факторов. Произведён расчёт сопротивления контурного заземлителя на ПС.

Таким образом, ПС 220/110 кВ отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок. 6 и 7-е изд. – М.: НОРМАТИКА, 2013.– 448 с.
- 2 Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. / А.А. Фёдорова, Г.В. Сербиновский. – М.: Энергия, 1980.–624 с.
- 3 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. / В.М. Блок, Г.КОбушев, Л.Б. Паперно.– М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 4 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков.– М.: Энеоатомиздат, 1989. – 153 с.
- 5 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. / В.П. Шеховцов .– М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2003 .– 213 с.
- 6 Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций./ И.П. Крючков, Н.Н Кувшинский, Б.Н. Неклепаев –М.: Энергия, 1978.–608 с.
- 7 Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. / И.П. Крючков. – М.: Академия, 2005.– 411 с.
- 9 Каталог кабельной продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.kamkabel.ru/netcat_files
- 10 Технические характеристики разъединителей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://leg.co.ua/info/podstancii/tehnicheskie-harakteristiki-razediniteley-110-500-kv-naruzhnoy-ustanovki-2.html>
- 11 Каталог выкатных выключателей типа VD4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vd4-instrukciya-vyklyuchatelya-4.html>
- 12 Характеристики алюминиевых шин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/spravka/dopustimyy-dlitelnyy-tok-dlya-shin-pryamougolnogo-secheniya.html>

13 Экономическая плотность тока [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.websor.ru/vjbor-po-ekonom-plotnosti.html>

14 Технические данные КТП-ELM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.electronmash.ru/sites/default/files/opisanie_ktp.pdf

15 Технические характеристики ячеек ST7M [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.naladka.by/user/file/PC-35-6-type-ST7M.pdf>

16 Каталог вакуумных выключателей 35 кВ–Электрические сети, оборудование, документация, инструкции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-35-kv/vr35.htm>

17 SIMENS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/global/en/home.html>

18 PowerManagement, Powering Business Worldwide [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eaton.com/Eaton/index.htm>

19 ABB [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abb.com/>

20 Electrical Installation Guide [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.electrical-installation.org/enwiki/Main_Page

21 Electric Light & Power [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elp.com/index.html>