

Аннотация

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция электрической части подстанции «Сызрань» 220/110/35 кВ. Выполнена замена устаревшего электрооборудования на новое, отвечающее современным требованиям по безопасности и экологичности. Произведена замена силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры, удалена из электрической схемы линия 35 кВ, перепланировка расположения оборудования по территории подстанции, применение АСУ. Выполнен расчёт заземления и молниезащиты.

В выпускной квалификационной работе содержится:

- 54 страницы
- 11 рисунков
- 23 таблицы
- 6 листов А1 графической части

Содержание

Введение.....	4
1 Оптимизация электроснабжения.....	6
2 Выбор трансформаторов.....	9
3 Выбор открытых и закрытых распределительных устройств.....	13
4 Расчет токов короткого замыкания.....	15
5 Выбор электрооборудования проводников.....	21
5.1 Выбор выключателей.....	21
5.2 Выбор разъединителей.....	30
5.3 Трансформатор тока.....	32
5.4 Трансформатор напряжения.....	34
5.5 Выбор предохранителей.....	35
5.6 Выбор изоляторов, мягких и жестких шин.....	35
6 Модернизация ОРУ.....	40
6.1 КРУ 10 кВ.....	41
6.2 КТП 10/0.4 кВ.....	42
7 Оперативный ток.....	43
8 Заземление и молниезащита.....	44
8.1 Заземление.....	44
8.2 Молниезащита.....	47
9 Автоматизированная система управления, измерения и защиты.....	49
Заключение.....	51
Список использованных источников.....	53

Введение

Подстанция запущена в эксплуатацию в 1958 г. Она снабжает электроэнергией город Сызрань, предприятия Тяжмаш, Пластик, а так же некоторые населённые пункты в радиусе 50 км от города.

Реконструкция подстанции вызвана очень сильно устаревшим оборудованием, сроки эксплуатации которого давно закончились. В таких условиях возрастает риск аварии на подстанции и в следствии этого перебой в электроснабжении потребителей, среди которых имеются и потребители 1 категории.

Модернизация оборудования выход из ситуации, поскольку она предотвратит выход из строя устаревшего оборудования тем самым исключит расходы на ремонт.

При выполнении реконструкции должны быть соблюдены следующие правила:

- Соблюдение требований по надёжности
- Высокий уровень качества строительных и монтажных работ
- Использование современных технологий
- Соблюдение правил экологической безопасности
- Экономическая эффективность

Требования к подстанциям нового поколения:

- Компактность, комплектность
- Высокая надёжность
- Использование АСУ
- Обеспечение безопасной работы персонала при осмотрах и ремонтах оборудования

Актуальность работы выражена в необходимости замещения имеющегося электрооборудования, сроки эксплуатации которого закончились, на более новые и современные аналоги.

В выпускной квалификационной работе акцентированы следующие цели:

- Изучить нагрузки на силовое и коммутационное оборудование
- Выполнить оптимизацию электроснабжения
- Выбрать силовое электрооборудование
- Выбрать коммутационное электрооборудование
- Распределить электрооборудования по территории подстанции
- Обеспечить безопасность обслуживающего персонала

1 Оптимизация электроснабжения

Ступень 35 кВ предназначена для снабжения электроэнергией средних по энергоёмкости предприятий. Эта ступень используется для реализации подстанций глубокого ввода. Реализуется глубокий ввод в виде магистралей с присоединением к нему трансформатора 35/0.4 кВ и дальнейшим распределением электроэнергии по ступени 0.4 кВ.

От данной ступени напряжения хотят отказаться в виду того, что она является промежуточной, в связи с этим происходят затраты на технологическое оборудование и прокладку цепей электроснабжения. Вариантами замены могут служить ступени напряжения 6, 10, 20, 110 кВ.

На подстанции имеется ступень напряжения 35 кВ. От этой ступени напряжения получают электроэнергию населённые пункты расположенные в радиусе 50 км от города Сызрань.

Рассмотрю вариант со ступенью 110 кВ. В данном случае упроститься система шин 35 кВ, станет возможным заменить силовые автотрансформаторы 220/110/35 кВ на двухобмоточные 220/110 кВ, снизятся токи в питающей линии. В связи с переходом на напряжение 110 кВ возникает необходимость в изменении линий электроснабжения, а именно уменьшение их количества, изменение схемы электроснабжения потребителей.

Вариант со ступенями напряжений 6, 10, 20 кВ. Каждая из ступеней напряжения имеет свои достоинства и недостатки при определённых условиях, в данном случае этим условием выступает расстояние до потребителей. Рассмотрю пример при самом дальнем удалении потребителя от подстанции. Расстояние до потребителя составляет $l=45$ км. напряжение питающей сети $U=6, 10, 20, 35$ кВ. Определяю падения напряжения в конце линии при сечении проводников 50 мм^2 :

- для 6 кВ $\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0 \cdot l}{U} = \frac{500 \cdot 0.64 + 50 \cdot 0.341 \cdot 45}{6} = 2.4 \text{ кВ}$
- для 10 кВ $\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0 \cdot l}{U} = \frac{500 \cdot 0.64 + 50 \cdot 0.341 \cdot 45}{10} = 1.5 \text{ кВ}$

- для 20 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *45}{20} = 0.7$ кВ
- для 35 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *45}{35} = 0.4$ кВ

где

r_0 – активное сопротивление алюминиевого провода сечением 50мм²

x_0 – индуктивное сопротивление алюминиевого провода сечением 50мм²

P-активная нагрузка равная 500 кВт

Q-реактивная нагрузка равная 50 кВАр

Из полученных данных видно, что при передаче электроэнергии потребителям расположенным на большом удалении от ПС при снижении напряжения и использовании старых линий электроснабжения получаю большие потери напряжения.

Рассмотрю пример при котором потребители находятся на небольшом удалении от ПС. Расстояние до потребителей l=10км, потребляемые мощности останутся прежними P=500 кВт и Q=50 кВАр. Отсюда получу:

- для 6 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *10}{6} = 0.5$ кВ
- для 10 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *10}{10} = 0.3$ кВ
- для 20 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *10}{20} = 0.1$ кВ
- для 35 кВ $\Delta U = \frac{P*r_0+Q*x_0 *l}{U} = \frac{500*0.64+50*0.341 *10}{35} = 0.09$ кВ

Из расчёта видно, что при передачи электроэнергии на небольшие расстояния не происходит столь больших потерь.

Исходя из произведённых расчётов можно сделать следующий вывод:

- возможность отказаться от ступени напряжения 35 кВ существует
- электроснабжение наиболее удалённых потребителей производить по ступени напряжения 110 кВ
- электроснабжение потребителей на небольшом удалении от ПС выполнять на ступени напряжения 10 кВ

На данной подстанции система шин 35 кВ будет упрощена, потребители будут распределены по ступеням напряжений 110 и 10 кВ в зависимости от удалённости от подстанции.

На (рисунке 1), изображена зависимость выбора ступени напряжения питания потребителей, от их удалённости от подстанции[5].

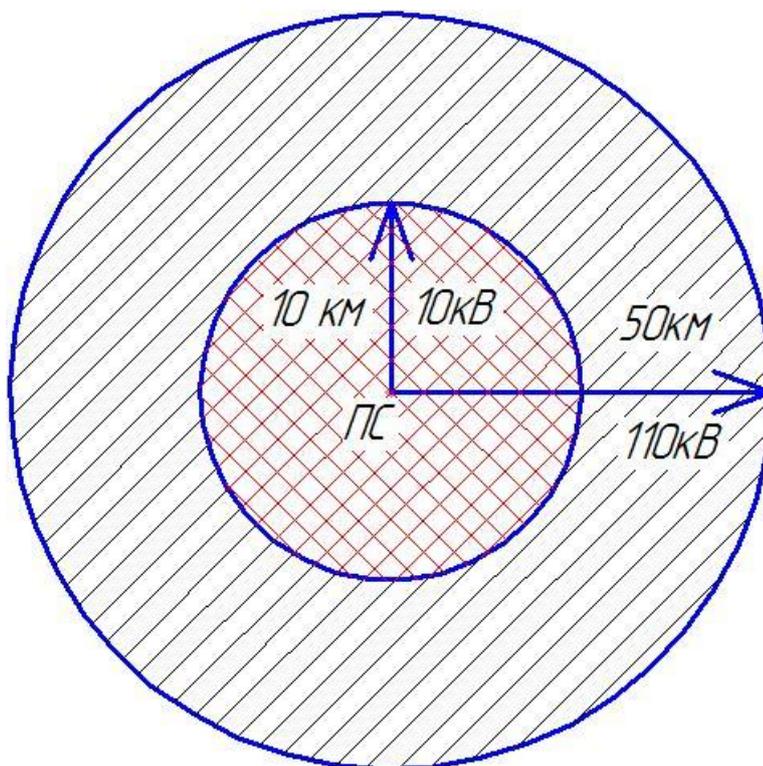


Рисунок 1- Зависимость ступени напряжения для питания потребителей от их удалённости от ПС

2 Выбор трансформаторов

На подстанции установлены автотрансформаторы типа АТДЦТН 250000/220/110. У данного трансформатора имеется обмотка низшего напряжения 35 кВ, она имеет только магнитную связь с обмоткой 220 кВ. Мощность обмотки среднего напряжения 250 кВА, низшего напряжения 100 кВА. Энерговооружённости трансформаторов достаточно для электроснабжения потребителей.

Автотрансформатор обладает рядом преимуществ перед обычным трансформатором, а именно:

- меньший расход материалов при изготовлении
- меньшие габариты
- меньшие потери активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания
- больший КПД
- более лёгкие условия охлаждения

Так же имеются и недостатки:

- сложность выполнения независимого регулирования напряжения
- опасность перехода атмосферных напряжений из ВН в СН из-за наличия между ними электрической связи
- необходимость глухо заземлять нейтраль

В моем случае необходимость замены автотрансформатора обусловлена изъятием из схемы электроснабжения ступени напряжения 35 кВ и заменой её на ступень 10 кВ. К установке применю автотрансформатор со схожими параметрами за исключением того, что обмотка нижнего напряжения будет рассчитана на 10 кВ. Обусловлено этот выбор тем, что при изучении графиков подстанции было видно, что мощности имеющегося достаточно для обеспечения потребителей электроэнергией.

В связи с этим, расчёт трансформатора производить не буду, а применю к установке трансформатор идентичный имеющемуся на подстанции.

На подстанции так же имеются трансформаторы 35/6 и 6/0.4 кВ для питания потребителей и собственных нужд подстанции. Ступень 6 кВ была необходима для питания компрессоров, нужных для работы воздушных выключателей ПС. В ходе реконструкции будет произведена замена всех выключателей на вакуумные и необходимость в компрессорах отпадёт, следовательно ступень напряжения 6 кВ окажется лишней. Данные трансформаторы являются масляными открытого исполнения. В ходе эксплуатации таких трансформаторов образуются отработавшие свой срок технологические жидкости, нуждающиеся в утилизации, так же могут возникать утечки из бака трансформатора что приводит к загрязнению окружающей среды.

Хорошей альтернативой масляным трансформаторам являются сухие трансформаторы. Примером служит сухой трансформатор ТЗР,(рисунок 2).



Рисунок 2 – Сухой трансформатор ТЗР

Этот трансформатор является сухого исполнения с литой изоляцией из эпоксидной смолы. Применение литой изоляции позволяет получить меньшие габаритные размеры в сравнении с масляными трансформаторами, высокая взрыво-пожаробезопасность – в составе литой изоляции отсутствуют горючие компоненты. Высокая экологическая безопасность так, как отсутствует масло, которое необходимо утилизировать или могут возникнуть утечки. Уменьшение эксплуатационных расходов.

Данный тип трансформаторов подходит для установки в комплектной трансформаторной подстанции, в связи с этим прием к установке сухие трансформаторы типа ТЗР.

Выбор мощности данного трансформатора как и в случае с автотрансформатором обусловлен результатом изучения графиков нагрузки. Так как данные трансформаторы предназначены для снабжения электроэнергией потребителей находящихся только на территории подстанции, а их количество не изменилось, то применю к установке трансформаторы с такими же мощностными показателями как и у трансформаторов 6/0.4 кВ.

Для установки применю следующие типы трансформаторов и сведу их технические характеристики в таблицы 1,2.

Таблица 1- Технические характеристики автотрансформатора

Параметр	Значение		
	ВН	СН	НН
Тип	АТДЦТН-250000/220/110/10		
Номинальная мощность, МВА	250		100
Номинальное напряжение, кВ	230	121	11
Регулирование напряжения	РПН в линии СН ± 12 ; 6 ступеней		
Напряжение КЗ пар обмоток, %	11	32	20
Наибольший допустимый ток в общей обмотке, А	690		
Схема и группа соединения обмоток	Yнавто/Д-0-11		
Номинальная частота, Гц	50		

Таблица 2- Технические характеристики трансформатора

Параметр	Значение	
	ВН	НН
Тип	TS3R12-2500	
Номинальная мощность, МВА	2.5	
Номинальное напряжение, кВ	10.5	0.4
Регулирование напряжения	РПН 8x1.5%	
Напряжение КЗ, %	5	
Схема и группа соединения обмоток	Δ/Υп-11	
Номинальная частота, Гц	50	

После введения данных изменений получу:

- повышение качества электроэнергии
- повышение экологической безопасности
- уменьшение количества ступеней напряжения
- упрощение системы электроснабжения

3 Выбор открытых и закрытых распределительных устройств

На подстанции «Сызрань» в основном использованы открытые распределительные устройства (ОРУ). Связано это с тем, что во время строительства подстанции не было технологий позволявших изготавливать малогабаритную коммутационную аппаратуру для её монтажа в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ). Рассмотрю что из себя ОРУ и ЗРУ.

Открытое распределительное устройство – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии одного класса. Проводники и коммутационное оборудование в установках такого рода располагаются на открытом воздухе и не защищены от атмосферных осадков.

Закрытое распределительное устройство – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии одного класса. Проводники и коммутационное оборудование установлены в закрытых помещениях или ограждены от внешней среды защитными кожухами (шкафами КРУН). Таким образом в распределительных устройствах (РУ) такого типа оборудование защищено от воздействия внешней среды. ЗРУ в основном используются в сетях напряжением до 35 кВ, однако существуют серийно выпускающиеся варианты на напряжение до 800 кВ. Данный тип РУ полностью собирается и комплектуется необходимым электрооборудованием на заводе изготовители и приходит к заказчику с высоким уровнем заводской готовности.

Исходя из полученных данных делаю вывод что ЗРУ имеет ряд достоинств по сравнению с ОРУ, а именно:

- высокая степень заводской готовности
- защита электрооборудования от воздействия внешней среды
- удобность обслуживания
- безопасность обслуживания
- простота монтажа
- меньшие занимаемые территории

На подстанции «Сызрань» присутствует 4 ступени напряжения 220, 110, 10, 0.4 кВ. Рассмотрю варианты замены для ступеней 220, 110 кВ и 10, 0.4 кВ по отдельности.

Для напряжений 220 и 110 кВ оставлю вариант с ОРУ, обусловлено это тем, что для напряжений свыше 35 кВ используются ЗРУ модульного типа. В модули для ЗРУ свыше 35 кВ закачивается элегаз, он необходим для уменьшения электрической проницаемости среды внутри ячеек. Это необходимо для того, чтобы располагать проводящие части ЗРУ на минимальном расстоянии, для обеспечения компактности, при минимальных шансах возникновения дуги между токоведущими шинами. Применение данного типа ЗРУ обусловлено в условиях с агрессивной окружающей средой (морской воздух, повышенное запыление, сильные морозы). Подстанция располагается на территории с умеренно континентальным климатом, среднегодовой температурой 5.4 C^0 , влажностью воздуха 71.2%. Условий для использования ЗРУ 220 и 110 кВ нет.

На напряжениях 10 и 0.4 кВ применяются РУ выполненные в виде модуля, изоляционной средой между токоведущими шинами выступает воздух. Установив ЗРУ 10 и 0.4 кВ, я обеспечу защиту электрооборудования от атмосферных осадков и низких температур, что положительно скажется на сроке службы и качестве обслуживания оборудования. Так же применение закрытого распределительного устройства позволит сократить занимаемую территорию.

4 Расчёт токов короткого замыкания

Для дальнейшего выбора и проверки электрооборудования, проектирования и настройки средств учёта, релейной защиты и заземления необходимо рассчитать токи короткого замыкания во всех ступенях напряжения.

Составлю схему замещения для автотрансформатора с указанием точек короткого замыкания, (рисунок 3).

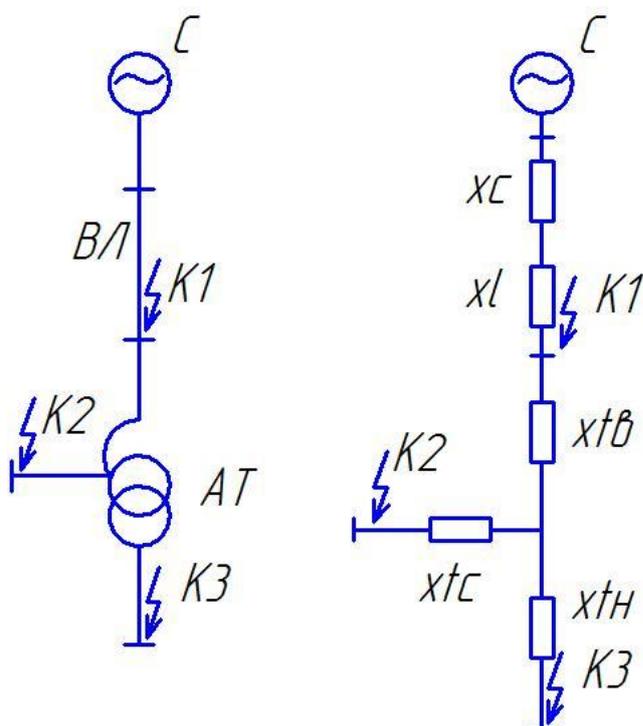


Рисунок 3 – Схема замещения для ступеней напряжения 220/110 кВ.

Базисная мощность $S_b=1000$ МВА.

Составлю таблицу 5, занесу в эту таблицу значения напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток.

Таблица 5 – Напряжения КЗ обмоток автотрансформатора

АТДЦТН 250000/220/110/10	
$U_{вн}$	11%
$U_{сн}$	32%
$U_{нн}$	20%

Рассчитаю для каждой из обмоток значение сопротивления. Для этого определю $U_{к\%}$ для каждой ступени напряжения:

$$U_{к\%В} = \frac{U_{к\%ВН} + U_{к\%СН} - U_{к\%НН}}{2} = \frac{11 + 32 - 20}{2} = 11.5\%$$

$$U_{к\%С} = \frac{U_{к\%СН} + U_{к\%НН} - U_{к\%ВН}}{2} = \frac{32 + 20 - 11}{2} = 20.5\%$$

$$U_{к\%Н} = \frac{U_{к\%НН} + U_{к\%ВН} - U_{к\%СН}}{2} = \frac{20 + 11 - 32}{2} = 5.5\%$$

Тогда сопротивление обмоток:

$$X_{ат-в} = \frac{S_б}{S_{НОМ}} * \frac{U_{к\%В}}{100} = \frac{11.5}{100} * \frac{1000}{250} = 0.46 \text{ Ом}$$

$$X_{ат-с} = \frac{S_б}{S_{НОМ}} * \frac{U_{к\%С}}{100} = \frac{20.5}{100} * \frac{1000}{250} = 0.82 \text{ Ом}$$

$$X_{ат-н} = \frac{S_б}{S_{НОМ}} * \frac{U_{к\%Н}}{100} = \frac{5.5}{100} * \frac{1000}{250} = 0.02 \text{ Ом}$$

Исходя из полученных данных определю сопротивление ВЛ 220 кВ и системы.

$$X_C = \frac{S_б}{S_К} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ} = X_{уд} * \frac{1}{2} * \frac{S_б}{U_{ВН}^2} = 0,3 * 0,5 * \frac{1000}{48400} = 0,003 \text{ Ом}$$

$S_К$ - мощность КЗ системы.

Рассчитаю токи КЗ для места короткого замыкания в точке К1.

Произведу расчёт полного значения сопротивления для точки К1:

$$x_{к1} = x_{ВЛ} + x_C = 0.25 + 0.003 = 0.253 \text{ Ом}$$

Определю базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{1,73 * U_б} = \frac{1000}{1,73 * 220} = 2,6 \text{ кА}$$

Исходя из полученных данных рассчитаю начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{НО}^3 = \frac{E''_б * I_б}{x_{к1}} = \frac{1 * 2,6}{0.253} = 10,3 \text{ кА}$$

Тогда ударный ток будет равен:

$$i_{уд} = I_{но}^3 * \bar{2} * k_{уд} = \bar{2} * 10.3 * 1.8 = 26.2 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -для ступеней напряжения 110-220 кВ равен 1.8.

Рассчитаю токи КЗ для места короткого замыкания в точке К2.

Произведу расчёт полного значения сопротивления для точки К2:

$$x_{к2} = x_c + x_{вл} + x_{ат-в} + x_{ат-с} = 0.25 + 0.003 + 0.46 + 0.82 = 1.5 \text{ Ом}$$

Определю базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{1.73 * U_б} = \frac{1000}{1.73 * 110} = 5.3 \text{ кА}$$

Исходя из полученных данных рассчитаю начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{но}^3 = \frac{E''_б * I_б}{x_{к2}} = \frac{1 * 5.3}{1.5} = 3.5 \text{ кА}$$

Тогда ударный ток равен:

$$i_{уд} = I_{но}^3 * \bar{2} * k_{уд} = \bar{2} * 3.5 * 1.8 = 8.8 \text{ кА}$$

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

Рассчитаю токи КЗ для места короткого замыкания в точке К3.

Произведу расчёт полного значения сопротивления для точки К3:

$$x_{к3} = x_{бс} + x_{бл} + x_{ат-в} + x_{ат-н} = 0.25 + 0.003 + 0.46 + 0.02 = 0.73 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\bar{3} * U_б} = \frac{1000}{\bar{3} * 10} = 58.8 \text{ кА}$$

Исходя из полученных данных рассчитаю начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{но}^3 = \frac{E''_б * I_б}{x_{к3}} = \frac{1 * 58.8}{0.73} = 80 \text{ кА}$$

Тогда ударный ток равен:

$$i_{уд} = I_{но}^3 * \bar{2} * k_{уд} = \bar{2} * 80 * 1.7 = 190.4 \text{ кА}$$

$k_{уд}$ -на шинах трансформатора 10 кВ равен 1.7.

Для выбора электрооборудования на стороне 10 кВ и 0.4 кВ мне так же необходимо знать токи короткого замыкания. Для определения точек КЗ составлю схему замещения, (рисунок 4).

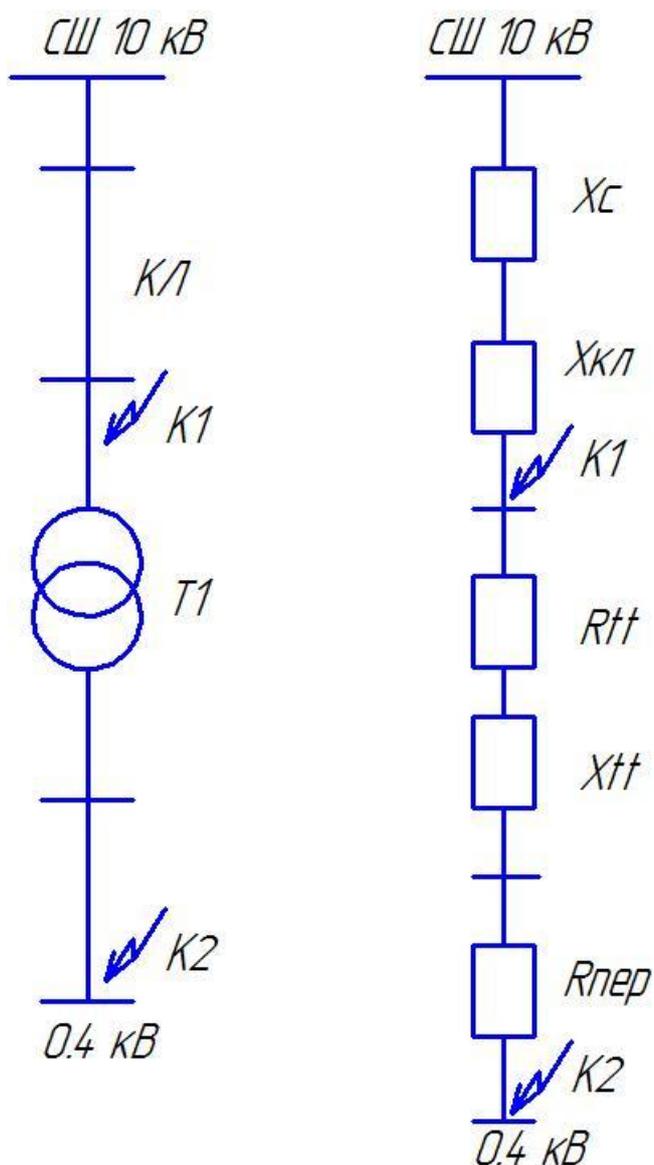


Рисунок 4 – Схема замещения для трансформатора 10/0.4 кВ

Необходимо определить сопротивление системы. Напряжение данной системы равно 10 кВ, а ток 3х фазного КЗ мы определили в предыдущих расчётах оно равно 80 кА. Отсюда получаем :

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * I_{k35}^3} = \frac{10}{\sqrt{3} * 80} = 0.07 \text{ Ом}$$

Определяю сопротивление кабельной линии от КРУ 10 кВ до КТП 10/0.4 кВ:

$$x_{\text{кл}} = X_{\text{уд}} * \frac{1}{2} * \frac{S_6}{U_{\text{ВН}}^2} = 0.038 \text{ Ом}$$

$X_{\text{уд}} = 0.075 \text{ Ом/км}$ удельное сопротивление кабеля.

Рассчитаю токи короткого замыкания в точке К1.

Рассчитаю суммарное сопротивление в точке К1:

$$x_{k1} = x_c + x_{\text{кл}} = 0.5 + 0.038 = 0.538 \text{ Ом}$$

Определяю базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10} = 5.8 \text{ кА}$$

Исходя из полученных данных рассчитаю начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{НО}}^3 = \frac{E''_6}{x_{k1}} * I_6 = \frac{1}{0.538} * 5.8 = 10.7 \text{ кА}$$

Тогда ударный ток равен:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * k_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 10.7 * 1.7 = 25.5 \text{ кА}$$

$k_{\text{уд}}$ -на вводе трансформатора 10 кВ равен 1.7.

Для расчёта токов короткого замыкания на стороне 0.4 кВ необходимо привести все величины к напряжению 0.4 кВ.

Приведу все известные сопротивления к напряжению 0.4 кВ:

$$x_{\text{кл}0.4} = x_{\text{кл}} * 1.6 = 0.06 \text{ Ом}$$

Определяю активное и реактивное сопротивление обмоток трансформатора. Напряжение короткого замыкания трансформатора $u_{k\%} = 6$, $S_{\text{тр}} = 2500 \text{ кВА}$.

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{k\%} * U_{\text{НОМ тр}}^2}{100 * S_{\text{тр}}} = \frac{6 * 0.4^2}{100 * 2500} = 3.8 \text{ мОм}$$

Определим активное сопротивление трансформатора.

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_k * U_{\text{ном тр}}^2}{S_{\text{тр}}^2} = \frac{18 * 0.4^2}{2500^2} = 0.5 \text{ мОм}$$

Где $P_k = 18$ кВт потери короткого замыкания в трансформаторе

Определим реактивное сопротивление трансформатора.

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2} = \sqrt{14.4 - 0.25} = 3.7 \text{ мОм}$$

Рассчитаю сопротивление системы 10 кВ:

$$x_c = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} * I_{\text{НО К1}}} * \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}} * 10^3 = \frac{0.4}{\sqrt{3} * 10.7} * \frac{0.4^2}{10} * 10^3 = 0.04 \text{ мОм}$$

Переходное сопротивление на выводах трансформатора примем

$$r_{\text{пер}} = 1.01 \text{ мОм.}$$

Рассчитаю токи короткого замыкания до точки К2:

$$I_{\text{НО}}^3 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{r_{\text{тр}}^2 + r_{\text{пер}}^2 + x_c^2 + x_{\text{тр}}^2 + x_{\text{кл}0.4}^2}} = \frac{0.4}{\sqrt{0.5^2 + 1.01^2 + 0.04^2 + 3.7^2 + 0.06^2}} = 97.5 \text{ кА}$$

Рассчитаю значение ударного тока к.з.:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * k_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 97.5 * 1.35 = 184.3 \text{ кА}$$

5 Выбор электрооборудования и проводников

5.1 Выбор выключателей

Современные производители коммутационной аппаратуры могут предложить большой выбор выключателей различного типа. Рассмотрим некоторые из них.

Воздушные выключатели наиболее распространенный тип выключателей в связи с простотой его конструкции. Состоит такой выключатель из дугогасительной камеры заполненной воздухом под давлением 40 кг/см^2 , контактной группой и механизмом управления.

Гашение дуги в данном типе выключателей происходит струёй воздуха под большим давлением. Рассмотрим алгоритм работы выключателя. Начну с момента, когда контактная группа замкнута и выключатель включен. При отключении выключателя контакты размыкаются и между ними возникает дуговой разряд. В этот момент через сопла, находящиеся дугогасительной камере и направленные на контакты, подаётся воздух под давлением в 40 кг/см^2 , что приводит к вытягиванию дуги и её разрыву. После этого подача воздуха прекращается.

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства и недостатки.

К достоинствам можно отнести:

- Высокая отключающая способность
- Пожаробезопасность
- Высокое быстродействие
- Простота конструкции

К недостаткам:

- Финансовые и энергетические затраты на обслуживание компрессорного оборудования.

- Высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при не удалённом коротком замыкании.
- Чувствительность к изменению окружающей среды.
- Громоздкость конструкции

Аналогами для замены воздушных выключателей служат вакуумные и элегазовые выключатели. Рассмотрю принцип действия каждого из этих выключателей.

Элегазовый выключатель. Конструкция данного типа выключателя схожа с воздушным выключателем разница заключается в типе дугогасительного агента. В его роли в элегазовом выключателе выступает шестифтористая сера или элегаз (безвредный, химически не активный, не горючий газ. Ещё одно отличие заключается в том, что в элегазовом выключателе газ в дугогасительной камере находится под давлением и при гашении дуги не происходит его дутья через сопла. Применить такой способ гашения дуги позволили свойства применяемого газа, а именно его электрическая прочность которая в 3-4 раза больше чем у воздуха. Так же газ не требует ухода, не стареет и не оказывает коррозирующих действий на элементы конструкции дугогасительной камеры.

Определим достоинства и недостатки данного типа выключателя.

Достоинства:

- Возможность использования в ОРУ и ЗРУ.
- Простота и надёжность конструкции.
- Большой ресурс.
- Высокая отключающая способность.
- Взрыво-пожаробезопасность.
- Высокая скорость коммутации.
- Малые габариты и вес.

Недостатки:

- Высокие требования к элегазу.

- Применение специального оборудования для обслуживания данного типа выключателей.
- Образование в процессе эксплуатации вредных для человека веществ.

Рассмотрю конструкцию вакуумного выключателя. В нем как и во всех выключателях присутствует дугогасительная камера, контактная группа и механизм привода. В дугогасительной камере создан вакуум, он служит дугогасительным агентом. Применение вакуума обусловлено тем, что в вакууме отсутствуют какие либо условия для возникновения и поддержания дугового разряда. Это свойство позволяет делать зазор между контактами очень маленького размера, что существенно снижает конечные размеры выключателя. Современные технологии производства позволяют изготавливать вакуумные дугогасительные камеры очень хорошего качества и с большим ресурсом на количество циклов включения – выключения. Определим достоинства и недостатки данного типа выключателей.

Достоинства:

- Простота конструкции.
- Пожаро-взрывобезопасность.
- Высокая степень надёжности.
- Большой ресурс циклов «вкл – выкл».
- Малые габаритные размеры.
- Малые эксплуатационные расходы.

Недостатки:

- Возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индукционных токов.

Для ступени напряжения 0.4 кВ буду использовать автоматические выключатели (ВА) фирмы Siemens, (рисунок 6). Использование продукции этого производителя позволит обеспечить некоторую автоматизацию в электроснабжении. У ВА данного производителя имеется настройка некоторых

значений, эти значения будут рассмотрены далее, что позволяет более точно настроить ВА.



Рисунок 5 – Вакуумный выключатель серии VF12



Рисунок 6 – Выключатель серии ВА-СЭЩ

Изучив конструкции выключателей и их достоинства и недостатки перейду к выбору выключателей для каждой ступени напряжения.

Для ступеней напряжения 220, 110 и 10 кВ я буду использовать вакуумные выключатели. Обусловлено это тем, что мне необходимо при реконструкции подстанции увеличить надёжность ПС, снизить её

эксплуатационные расходы, уменьшить занимаемую территорию. Применение вакуумных выключателей позволяет решить все эти задачи, так как при их использовании отпадает необходимость в использовании компрессорного и другого дополнительного оборудования, имеют меньшие габариты по сравнению с воздушными выключателями, обеспечивают необходимую надёжность работы.

5.2 Выключатель выбирается по следующим параметрам:

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

Произведу выбор выключателей для секции шин 220 кВ. рассчитаю параметры сети (I_{max}, i_{ar}) и занесу полученные данные в таблицу 6 для сравнения их с номинальными параметрами выбранного выключателя.

Определю максимальный ток:

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

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

Таблица 6 –Вакуумный выключатель 220 кВ.

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 459.3 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$
$I_{\text{но}}^3 = 10.3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_a = 3.6 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{\text{ном откл}} * \sqrt{2} + +0.3 = 54 \text{ кА}$

$I_{no} = 10.3 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 26.2 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 80 \text{ кА}$
$B = 132 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{НОМ} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Опираясь на полученные данные, выбираю по каталогу выключатель ВБП–220 III–31,5/2000 УХЛ 1.

Произведу выбор выключателя на вводе 110 кВ. Определю параметры сети и занесу их в таблицу 7 для сравнения с номинальными параметрами выключателя.

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

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 1.2 \text{ кА}$$

Таблица 7 - Выключатель 110 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 918.5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{no}^3 = 3.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ откл}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_a = 1.2 \text{ кА}$	$i_{a \text{ НОМ}} = I_{\text{НОМ откл}} * \sqrt{2} + 0.3 = 54 \text{ кА}$
$I_{no} = 3.5 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8.8 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 80 \text{ кА}$
$B = 15.3 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

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

Произведу выбор выключателя на вводе 10 кВ. Определю параметры сети и занесу их в таблицу 8 для сравнения с номинальными параметрами выключателя.

$$I_{\text{макс}} = 1.4 * \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * 2} = 1.4 * \frac{100000}{\sqrt{3} * 10 * 2} = 2945 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \bar{2} * I_{НО}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 3.7 \text{ кА}$$

Таблица 8 - Выключатель 10 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2945 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$I_{no}^3 = 10.7 \text{ кА}$	$I_{НОМ \text{ откл}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_a = 3.7 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{НОМ \text{ откл}} * \bar{2} + 0.3 = 54 \text{ кА}$
$I_{no} = 10.7 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 25.5 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 81 \text{ кА}$
$B = 143.1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{НОМ} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Применю к установке выключатель вакуумный серии VF10-S-10-31.5-D-3150-06-07-У3.

Произведу выбор выключателя на вводе КТП 10/0.4 кВ. Определю параметры сети и занесу их в таблицу 9 для сравнения с номинальными параметрами выключателя.

$$I_{\text{макс}} = 1.4 * \frac{S_{НОМ}}{\bar{3} * U_{НОМ} * 2} = 1.4 * \frac{2500}{\bar{3} * 10 * 2} = 145 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \bar{2} * I_{НО}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 3.7 \text{ кА}$$

Таблица 9 - Выключатель для КТП 10/0.4 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{no}^3 = 10.7 \text{ кА}$	$I_{НОМ \text{ откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_a = 3.7 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = I_{НОМ \text{ откл}} * \bar{2} + 0.3 = 34 \text{ кА}$
$I_{no} = 10.7 \text{ кА}$	$I_{пр с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 25.5 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 51 \text{ кА}$
$B = 143.1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{НОМ} = 480 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Применю к установке выключатель вакуумный серии VF12-S-10-20-D-630-06-07-УЗ[11].

Произведу выбор выключателя на вводе 0.4 кВ. Определю параметры сети и занесу их в таблицу 10 для сравнения с номинальными параметрами выключателя.

$$I_{\max} = 1.4 * \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * 2} = 1.4 * \frac{2500}{\sqrt{3} * 0.4 * 2} = 1838 \text{ А}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} * I_{\text{НО}}^3 * e^{-\frac{0.7}{0.05}} = 34 \text{ кА}$$

Таблица 10 - Выключатель 0.4 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1838 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^3 = 97.3 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 100 \text{ кА}$
$i_a = 34 \text{ кА}$	$i_{a \text{ НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.3 = 171 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 97.3 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 184.3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 253 \text{ кА}$
$B = 11834 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 30000 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Принимаю к установке выключатель серии ВА-СЭЩ-ЛВА-50.

Для определения параметров выключателей на отходящих шинах к потребителям применю способ эквивалентной замены. Сопоставлю технические характеристики уже имеющихся с характеристиками выбранных выключателей.

Для ступени напряжения 220 кВ.

Таблица 11 - Выключатели 220 кВ

Воздушный выключатель	ВБП–220 III–31,5/2000 УХЛ 1
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а НОМ}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{\text{а НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.4 = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

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

Для ступени напряжения 110 кВ.

Таблица 12 - Выключатели 110 кВ

Воздушный выключатель	ВБП–110 III–31,5/2000 УХЛ 1
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а НОМ}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{\text{а НОМ}} = I_{\text{НОМ ОТКЛ}} * \sqrt{2} + 0.4 = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Исходя из полученных данных, выбираю по каталогу выключатель ВБП–110 III–31,5/2000 УХЛ 1.

Для ступени напряжения 10 кВ выберу выключатели с большими показателями $I_{\text{НОМ}}$ и $I_{\text{НОМ ОТКЛ}}$. Обусловлено данное решение тем, что при снабжении потребителей напряжением 35 кВ им требовалась мощность в среднем по потребителям около 10 000 кВА, что соответствовало 285 А на

потребителя. При переходе на напряжение в 10 кВ необходимо передать тоже количество энергии, однако снизив напряжение получу увеличение тока, в связи с этим к установке буду принимать выключатели с $I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$.

Таблица 13 - Выключатели 10 кВ

Расчётное значение	VF10-S-10-31.5-D-2500-06-07-У3
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ откл}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ откл}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{а ном}} = 56.7 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = 56.7 \text{ кА}$
$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр с}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{НОМ}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Применю к установке выключатель вакуумный серии VF10-S-10-31.5-D-2500-06-07-У3.

На стороне 0.4 кВ на отходящих линиях установим выключатели ВА-СЭЩ-ЛВА-50. Для обеспечения селективности защиты на них будет установлена меньшая токовая установка по сравнению с вводным выключателем.

5.3 Выбор разъединителей

Разъединитель – это устройство необходимое включения и отключения цепей высокого напряжения с созданием видимого разрыва. Он необходим для обеспечения безопасности при проведении ремонтных и профилактических работ с электрооборудованием.

К разъединителям, как и к любому электротехническому устройству, предъявляется ряд требований:

- Контактная группа должны выдерживать номинальный ток неограниченное время.
- Надёжная система приводов

- Промежуток между контактами должен иметь высокую электрическую прочность
- Наличие блокировок привода при включенном и выключенном состоянии выключателя

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению.
- Номинальному току.
- Электродинамической стойкости.
- Термической стойкости

На подстанции буду производить замену разъединители только на сторонах 10 и 0.4 кВ так, как на этих ступенях напряжения будут установлены КРУ и КТП. На сторонах 110 и 220 кВ нет необходимости в замене так, как на этих ступенях будут заменены только выключатели, а разъединители удовлетворяют предъявляемым им требованиям.

Произведу выбор для сторон 10 и 0.4 кВ с занесением данных в таблицы.

Для ввода 10 кВ применю к установке разъединитель внутренней установки так, как на линии отходящей от автотрансформатора будет установлена ячейка врезки типа КРНБ.

Таблица 14 – Вводной разъединитель 10 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2945 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$i_{уд} = 25.5 \text{ кА}$	$i_{пр с} = 125 \text{ кА}$
$B = 143.1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{ном} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Для установки примем разъединитель РВРЗ-10/4000-УЗ.

Произведу выбор для отходящий к потребителям линий.

Таблица 15 – Отходящий разъединитель 10 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 19.5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 80 \text{ кА}$
$B = 128.6 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{ном}} = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Для установки применю разъединитель РКВЗ-10/2000-УЗ.

Произведу выбор для ступени напряжения 0.4 кВ.

Таблица 16 – Разъединитель 0.4 кВ

Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1838 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 184.3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр с}} = 200 \text{ кА}$
$B = 11834 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_{\text{ном}} = 30000 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Применю к установке разъединитель РВРЗ–10/4000 МУЗ. Выбиру аппарат на 10 кВ в связи с тем, что на разъединители на напряжение 0.4 кВ не проходят по токовым параметрам.

Для отходящих линий 0.4 кВ применю к установке разъединители РЕ19-43-11160-1600-УХЛЗ.

5.4 Трансформатор тока

В связи с переходом с ОРУ 35 кВ на КРУ 10 кВ возникает необходимость произвести замену трансформаторов тока.

Трансформаторы тока обеспечивают измерение токов в силовых цепях и производят их трансформацию до низких значений, обычно 5 ампер, удобных для применения в цепях измерения и защиты.

Выбор трансформаторов тока производят по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$
- Номинальному длительному рабочему току $I_{\text{ном}}$

- Электродинамической стойкости
- Термической стойкости трансформатора тока, В.

Произведу выбор для вводной ячейки 10 кВ.

Таблица 17 - Трансформатор тока 10 кВ

ТОЛ-10-3000/5	
Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2945 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 25.5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 128 \text{ кА}$
$B = 143.1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Таблица 18 - Трансформатор тока 10 кВ

ТОЛ-10-2500/5	
Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 23.4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 128 \text{ кА}$
$B = 128.6 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Таблица 19 - Трансформатор тока 10 кВ

ТОЛ-10-150/5	
Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 145 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12.5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 20 \text{ кА}$
$B = 128.6 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Таблица 20 - Трансформатор тока 0.4 кВ

TRP400 2000/5A 5P20	
Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1838 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$

Таблица 21 - Трансформатор тока 0.4 кВ

TRP400 1800/5A 5P20	
Расчётные значения	Паспортные значения
$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1800 \text{ А}$

Для трансформаторов тока на 0.4 кВ не произведу выбор по току электродинамической и термической стойкости, так как он является проходным.

5.5 Трансформатор напряжения

Трансформатор напряжения необходим для измерения напряжения сети, питания устройств измерения и защиты. Он преобразует напряжения высокой стороны до номинальной величины в 100 В.

Используем трансформатор напряжения ЗНОЛ 10, (рисунок 7).

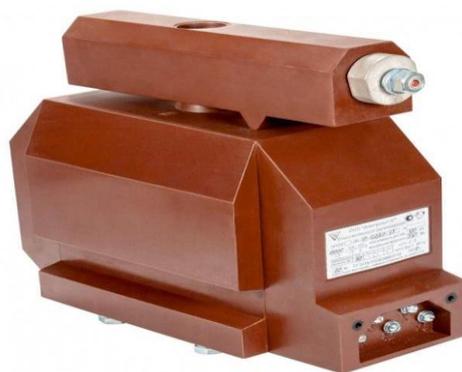


Рисунок 7 – ЗНОЛ 10

5.6 Выбор предохранителей

Использую для защиты трансформатора напряжения от токов короткого замыкания плавкие предохранители.

Применю к установке предохранитель ПКТ101-10-2-8-12.5УЗ.

5.7 Выбор изоляторов, мягких и жёстких шин

Исключив ступень напряжения 35 кВ и заменив её ступенью 10 кВ я получил увеличение токовой нагрузки на шины и изоляторы соединяющие автотрансформатор и КРУ 10 кВ. В связи с этим возникает необходимость произвести расчёт и выбор шин и изоляторов исходя из новых условий эксплуатации.

Сечение шин буду определять по экономической плотности тока, для алюминиевых шин с продолжительностью использования максимума нагрузки 3500 часов $j_3 = 1.1$, номинальный ток нагрузки нам известен $I_{\text{НОМ}} = 2945$ А. Определяю необходимое сечение шин:

$$s_{10} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_3} = \frac{2945}{1.1} = 2677 \text{ мм}^2$$

По справочнику выбираю прямоугольные алюминиевые шины 120x10 мм.

Проверяю шины по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{max35}} = 2945 \text{ А} < I_{\text{дл.доп}} = 3200 \text{ А}$$

Данная шина удовлетворяет требованию.

Проверю шины 10 кВ на минимально допустимое сечение из условия термической стойкости:

$$s_{\text{мин}} = \frac{\overline{143.1} * 10^3}{90} = 4203 > s = 1200 \text{ мм}^2$$

Видно, что одной шины на фазу недостаточно. Для того, что бы шины удовлетворяли данному условию используем по 4 шины на фазу. В таком случае суммарная площадь шин составит 4800 мм^2 , что соответствует расчётам.

Произведу проверку жёстких шин на воздействие частот собственных колебаний. Шины будут удовлетворять данному требованию при условии, что частота их собственных колебаний будет равна 200 Гц.

Момент инерции поперечного сечения зависит от следующих параметров:

- Размеров шин
- Взаимного расположения шин

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

Плотность алюминиевой шины равна $2,7 * 10^{-3} \text{ кг/см}^3$

Учитывая размеры шины и плотность материала из которого она изготовлена определю массу:

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

По справочнику модуль упругости алюминия равен $E = 7 * 10^{10}$, $r = 4.73$

Исходя из имеющихся данным найду частоту:

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

Шины удовлетворяют данному требованию.

Проверю шины на электродинамическую стойкость:

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

Определю справочные данные и величины[12]:

- коэффициент формы $k_{\phi} = 1$
- коэффициент взаимного расположения шин $k_{\text{расп}} = 1$
- коэффициент условия закрепления шины $\lambda = 8$
- $W = \frac{h * b^2}{6} = \frac{12 * 1^2}{6} = 2 * 10^{-6} \text{ м}^3$
- интервал между фазами $a = 0,8 \text{ м}$

- протяжённость пролета $l=6\text{м}$
- ударный ток трёхфазного КЗ $i=25.5\text{ кА}$

Исходя из имеющихся данных определю напряжение шин возникающие при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{1.73 * 10^{-7} * 6^2 * 25.5^2 * 1 * 1}{8 * 2 * 10^{-6} * 0.8} = \frac{0.00007}{0.00001} = 7 \text{ МПа}$$

Сравнив полученное значение со справочными данными (90 Мпа) прихожу к выводу, что шины удовлетворяют данному условию.

Произведу выбор опорных и проходных изоляторов

Для крепления шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОНШП-10-20-4-УХЛ1 высотой $H=210\text{ мм}$.

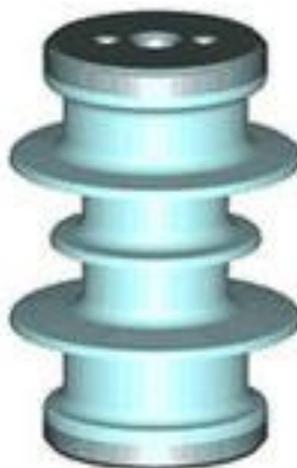


Рисунок 8 – Изолятор опорный ОНШП-10-20-4-УХЛ1

Произведу расчёт максимальной нагрузки на изоляторы:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * \frac{i^2}{a} * k_{\text{ф}} * k_{\text{расп}} * l$$

$$F_{\text{расч}} = 1.73 * \frac{25.5^2}{0.8} * 1 * 1 * 6 = 8436 \text{ Н}$$

Изоляторы удовлетворяют предъявляемым им требованиям. Минимальная нагрузка приводящая к разрушению изолятора $F_{\text{раз}} = 20000\text{ Н}$, высота 210 мм. Определю максимальную действующую нагрузку на изолятор:

$$F_{из} = 0,6 * F_{раз} * \frac{H_{из}}{H} = 0.6 * 20000 * \frac{210}{260} = 9692 \text{ Н}$$

Рассчитаю параметры проходных изоляторов. Используем изоляторы ИПУ 10/3150-12.5-УХЛ1, $F_{раз} = 12500 \text{ Н}$.



Рисунок 9 – ИПУ10/3150-12.5-УХЛ1

Произведу расчёт максимальной нагрузки на изоляторы:

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

$$F_{расч} = 0,5 * \frac{25.5^2}{0,8} * 6 = 1560 \text{ Н}$$

Электродинамическая стойкость изоляторов соответствует предъявляемым требованиям т.к.:

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

Для подключения КТП 10/0.4 используем кабель проложенный в траншее. Рассчитаю необходимое сечение кабеля исходя из условия экономической плотности тока. Для алюминиевого кабеля с $T_{max} = 2500 \text{ ч}$ оно равно $j_{ЭК} = 1.9$, отсюда получаю:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{145}{1.9} = 275 \text{ мм}^2$$

Принимаю к установке кабель АПВП 1х300/25.

Определяю максимально допустимый ток для кабеля при температуре 30 С°:

$$I_{\text{дл.доп}} = k_2 * I_{\text{доп}} * n = 0,93 * 638 * 1 = 593 \text{ А} > I_{\text{max}} = 145 \text{ А}$$

где $k_2 = 0,93$ - поправочный коэффициент на температуру воздуха

$I_{\text{доп}}$ - максимально допустимый ток кабеля

n – количество жил

Как видно из расчётов сечение проходит по условию экономической плотности тока.

Определяю минимальное сечение кабеля по термической стойкости.

Определяю интеграл Джоуля:

$$B_k = I n o^2 * t_{\text{откл}} = 10.7 * 0.03 = 3.4 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$S_{\text{мин}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} = \frac{3.4 * 10^3}{90} = 20 \text{ мм}^2$$

Данный кабель соответствует предъявляемым требованиям.

6 Модернизация ОРУ

Выполняя реконструкцию подстанции «Сызрань» бала поставлена цель повысить качество электроснабжения и безопасность персонала и окружающей среды. Для достижения поставленных целей необходимо применение новых технологий, повышение качества обслуживания оборудования, улучшение условий для работы и обслуживания оборудования.

Изучив схему подстанции, было принято решение заменить ступень напряжения 35 кВ на 10 кВ, а так же исключить из схемы 6 кВ. Распределительная сеть 35 кВ была выполнена как открытое распределительное устройство. Для достижения поставленных целей замену ОРУ на ЗРУ и использую комплектное распределительное устройство 10 кВ и комплектную трансформаторную подстанцию 10/0.4 кВ.

ОРУ имеет ряд недостатков:

- Открытое исполнение, электрооборудование не защищено от атмосферных осадков, что приводит к их загрязнению и ранней коррозии металлоконструкций.
- Территория, занимает значительные площади в сравнении с ЗРУ.
- Плохое качество ремонта при условии выполнения его в ненастную погоду, обусловлено открытым типом исполнения.

Рассмотрю достоинства ЗРУ:

Закрытое исполнение, электрооборудование защищено от атмосферных осадков, в холодный период производится подогрев ячеек, для охлаждения может применяться кондиционер. Качественное обслуживание и ремонт электрооборудования в любых:

- погодных условиях, при этом так же обеспечивается безопасность обслуживающего персонала.

- Высокая степень заводской готовности, на подстанции при реконструкции необходимо лишь подготовить место установки ЗРУ и подготовить коммуникации.
- Компактность, так как в ЗРУ применяют технологии позволяющие изготавливать более компактную коммутирующую аппаратуру, то конечные габариты закрытого распределительного устройства сравнительно меньше чем у ОРУ.
- Применение автоматических систем управления на микроконтроллерах, повышает надёжность и быстроту работы устройств защиты.

При установке ЗРУ на подстанции создаются условия для достижения поставленных целей.

6.1 КРУ 10 кВ

Современный рынок может предложить огромный выбор ячеек 10 кВ.

Определяю параметры предъявляемые к ячейкам:

- Напряжение $U=10$ кВ
- Максимальный рабочий ток ввода $I_{ном} = 2945$ А
- Максимальный рабочий ток потребителей $I_{ном} = 2000$ А
- Подогрев шкафов
- Вентиляция помещения КРУ

При выборе ячеек нет необходимости учитывать максимально отключаемые токи, так как всю коммутирующую аппаратуру я выбрал в предыдущих пунктах.

Изучив имеющиеся в интернете каталоги и сопоставив их с требуемыми параметрами применю к установке ячейки С-410 предприятия «АБС Электроника». Данные ячейки соответствуют всем предъявляемым требованиям.

В данном случае на подстанции будут установлены 2 блока. В каждом блоке будет 15 ячеек, 9 из них для подключения потребителей, 5 резервных и 1 для подключения трансформатора напряжения.

Схему подключения и резервирования оставлю прежнюю как в ОРУ 35 кВ.

6.2 КТП 10/0.4 кВ

Для собственных нужд подстанции используется напряжение 0.4 кВ.

Для обеспечения ПС электроэнергией используем КТП подключенную к КРУ 10 кВ.

КТП будет иметь двухтрансформаторную модификацию с двухрядным исполнением. Установлю сухие трансформаторы типа ТЗР мощностью 2500 кВА.

КТП будет укомплектована ячейками КРУ 10 кВ «Элтима», КРУ 0.4 кВ «Ассоль».

В ячейках будет установлено коммутирующее электрооборудование выбранное в предыдущих пунктах.

Таким образом получу КТП со следующими характеристиками:

Таблица 22 – характеристики КТП

Напряжение ВН, кВ	10
Напряжение НН, кВ	0.4
Ток термической стойкости ВН, кА	40
Ток термической стойкости НН, кА	100
Тип трансформатора и мощность, кВа	ТЗР-2500-10/0.4

КТП соответствует предъявляемым техническим нормативам.

7 Оперативный ток

Оперативный ток – система электроснабжения, назначение которой заключается в питание цепей управления, связи и сигнализации.

Существует несколько видов оперативного тока:

- постоянный ток от аккумуляторов.
- переменный ток от трансформаторов напряжения, тока и собственных нужд.
- предварительно заряженные конденсаторы.
- выпрямленный ток.

В связи с заменой всех выключателей возникает необходимо определиться с типом оперативного тока.

На подстанции до реконструкции использовался постоянный ток от аккумуляторов 220 В, поэтому при расчёте и выборе выключателей для снижения затрат на реконструкцию предпочтение отдавалось выключателям с идентичным типом оперативного тока для цепей управления. Этот принцип относился к выключателям на стороне 110 и 220 кВ.

В КРУ 10 кВ и КТП 10/0.4 кВ имеется возможность применения выпрямленного оперативного тока. Данное решение позволяет избавиться от лишних цепей управления, снижение количества используемых аккумуляторов, независимость блоков КРУ и КТП друг от друга и от ОРУ 220 и 110 кВ.

Применю в КРУ и КТП заводской вариант исполнения оперативного тока.

8 Заземление и молниезащита подстанции

Все подстанции в силу специфики производства на них являются объектами повышенной опасности. Опасность заключается в поражении электрическим током обслуживающего персонала.

Такая опасность возникает в следующих случаях:

- Пробой изоляции кабеля на корпус.
- Соприкосновение токоведущей шины или провода с нетоковедущими частями электроустановки.
- Пробой изоляторов.
- Неправильные действия персонала во время проведения работ.

Для обеспечения безопасности и защиты персонала от перечисленных факторов применяют заземляющие контуры. Контур связывает нуль источника питания с нетоковедущими частями электроустановок, для предотвращения прохождения напряжения по этим частям. При возникновении одного из факторов срабатывает система защиты и отключает электроустановку.

Ещё одним опасным фактором является молния. При её попадании также страдает электрооборудование.

Для снижения вероятности попадания молнии в элементы подстанции устанавливаются молниеотводы.

8.1 Заземление

Перерасчёт системы заземления обусловлен изменением мест расположения электрооборудования по территории подстанции, а так же в связи с переходом с 35 кВ на 10 кВ. Немаловажной причиной по которой необходимо произвести замену контура заземления является то, что при проведении работ будет производиться вскрытие грунта при котором возможно повреждение имеющегося контура и его дальнейшая непригодность к эксплуатации.

По ПУЭ все металлические части электроустановок нормально не находящиеся под напряжением должны заземляться.

Для расчёта заземления буду использовать метод коэффициента использования. В системе напряжения 10 кВ применяется изолированная нейтраль, то есть источник напряжения не соединён с землёй.

Определю необходимые параметры для расчёта контура заземления и занесём их в таблицу 23.

Таблица 23 – Климатические характеристики

Параметр	Значение
Климатическая зона	II
Тип грунта	песок
Сопротивление грунта	700 Ом*м
Наличие естественных заземлителей	нет

Для выполнения контура использую оцинкованный уголок и полосу. Уголок 50*50*5 используем в качестве вертикального заземлителя, полоса имеет размеры 40*4 и используется в качестве горизонтального заземлителя, глубина его заложения 0.7 метра. Интервал между вертикальными заземлителями 4 метра, предварительное количество уголков 50 штук. Оборудование занимает территорию 35х30 метров.

Определяющим будет сопротивление заземляющего устройства на стороне 0.4 кВ равное $R_з = 0.5 \text{ Ом}$.

Определю допустимое сопротивление заземляющей системы с учётом удельного сопротивления грунта:

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

Рассчитаю сопротивление растеканию:

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

$$= \frac{0.366 * 1190}{3} * \lg \frac{2 * 3}{0.95 * 0.05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 * 2.2 + 3}{4 * 2.2 - 3} = 327 \text{ Ом}$$

Определяю:

$$p_{\text{расч}} = k_c * p_{\text{гр}} = 1.7 * 700 = 1190 \text{ Ом} * \text{м}$$

Рассчитаю глубину заложения вертикального заземлителя:

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

Рассчитаю необходимое количество уголков:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B * R_3} = \frac{327}{0.4 * 3.5} = 233 \text{ шт}$$

n_B – коэффициент использования.

Приму к установке 235 уголков.

Определяю длину горизонтального заземлителя (стальная полоса):

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

Рассчитаю сопротивление растеканию:

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

Определяю:

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

(коэффициент сезонности k_c зависит от климатической зоны).

Определяю сопротивление растеканию стальной полосы с принятием во внимание коэффициента использования $\eta_{\Gamma} = 0.19$:

$$R'_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{9.3}{0.19} = 48.9 \text{ Ом}$$

Учитывая сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей найду сопротивление вертикального заземлителя :

$$R'_B = \frac{R'_{\Gamma} * R_3}{R'_{\Gamma} - R_3} = \frac{48.9 * 3.5}{48.9 - 3.5} = 3.7 \text{ Ом}$$

Рассчитаю количество уголков:

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

Таким образом, н.

8.2 Молниезащита

Необходимость замены молниеотводов обусловлена изменением мест расположения оборудования и сооружений на территории подстанции.

Установим на подстанции молниеотвод состоящий из двух стержней.

Расположу молниеотводы по периметру подстанции на удалении 50 метров друг от друга. Длина стержня молниеотвода 30 метров. Произведу расчёт максимального и минимального промежутка между ними для обеспечения надёжности защиты 0,9.

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

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

Из расчётов видно, молниеотводы находятся на достаточном расстоянии друг от друга.

Рассчитаю параметры защитной зоны, образуемые молниеотводами, 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 промежуток между конструкциями $L < L_c$, то граница зоны не имеет провеса и $h_c = h_0$.

Определю габариты горизонтальных сечений зоны:

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

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

Горизонтальное сечение при $h_x < h_c$, $l_x = \frac{L}{2} = 25$

Ширина горизонтального сечения между молниеотводами равна:

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

План расположения молниеотводов изображён на рисунке 10.

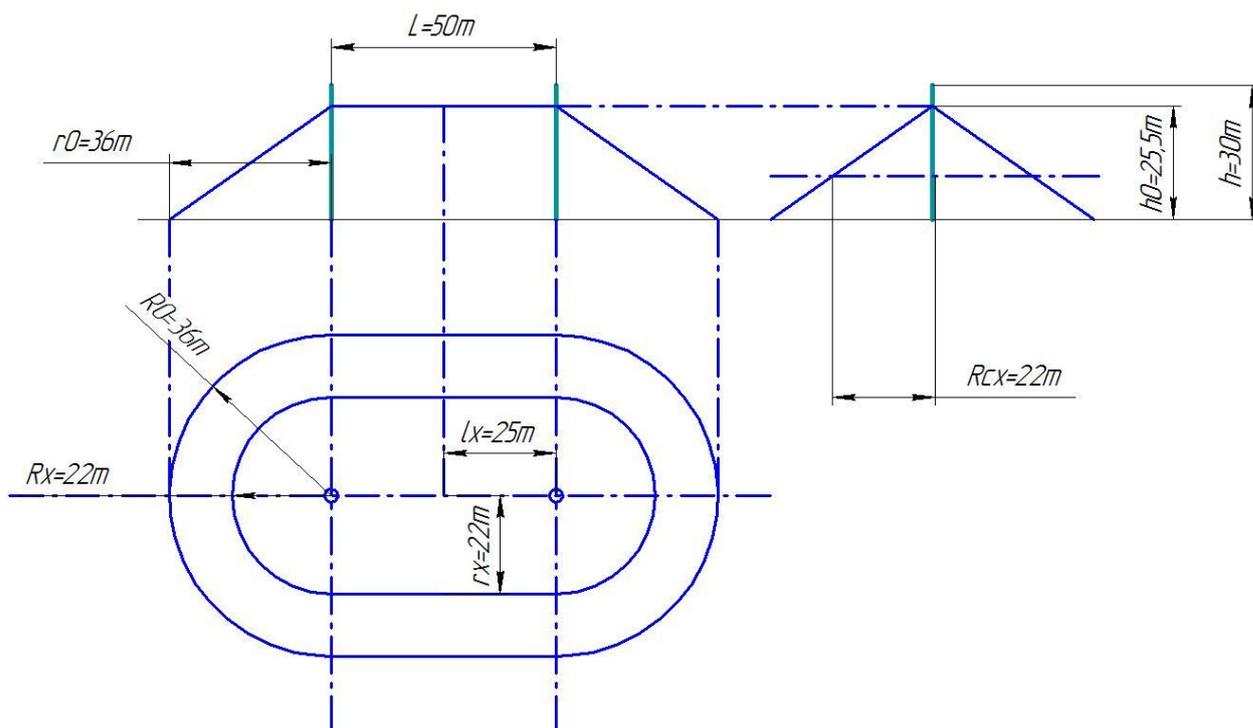


Рисунок 10 – План молниезащиты

9 Автоматизированная система управления, измерения и защиты

При строительстве новых подстанций всё чаще используются автоматизированные системы управления (АСУ) и системы защиты и измерения на микроконтроллерах. Рассмотрим преимущества их применения.

Применение АСУ позволяет улучшить качество работы подстанции. Связано это с тем, что использование систем автоматики сокращает время реакции системы на изменение внешних условий, то есть при отсутствии напряжения на основной линии автоматика самостоятельно предпримет переход на резервную линию при отсутствии запрещающих факторов. Так же применение АСУ позволяет исключить человеческий фактор при проведении оперативных или аварийных переключений.

Системы защиты и измерения основанные на числовом управление позволяют увеличить точность измерений и повысить надёжность системы защиты.

В КРУ 10 кВ будут установлены следующие компоненты:

- Автоматический ввод резерва
- Автоматическое повторное включение

Для управления всеми элементами автоматики будет использовано микропроцессорное устройство для измерения, автоматики, управления и защиты с анализатором качества энергии MUPASH 710.

Данная система имеет следующие функции:

- Защита – максимальная токовая защита на подходящих и отходящих линиях, дифференциальная защита трансформатора, защита от перенапряжений и не симметрии нагрузки.
- Автоматическое управление реализует следующие функции: автоматический ввод резерва питающей линии 35 кВ, автоматический повтор включения потребителей, автоматическая частотная разгрузка.

- Измерение параметров цепи: ток, напряжение, частота, мощность, энергия, \cos , суммарный ток выключателя на шинах 35 и 6 кВ, на силовом трансформаторе и секционном выключателе.
- Сигнализация работы ячеек осуществляется с помощью световой индикации на передней панели ячеек соответствующего цвета и на центральном диспетчерском пункте управления подстанцией.
- Индикация состояния модуля к готовности.
- Индикация режимов АВР и АПВ.
- Положение выключателя.
- Сигнализация аварийной ситуации в КТП. Непосредственно в КТП с помощью сигнализации и на центральный пункт диспетчера с помощью телемеханики.

Весь комплекс возможностей позволяет повысить надёжность электроснабжения, повысить уровень качества электроснабжения, повысить скорость обнаружения и устранения неисправностей. Система MUPASZ удовлетворяет предъявленным её требованиям и будет установлена в КТП.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен вопрос реконструкции электрической части подстанции «Сызрань».

Перед выполнением реконструкции мною были изучены электрические схемы, план расположения электрооборудования по территории подстанции, а так же графики нагрузок.

В ходе реконструкции были выполнены следующие работы:

- Замена ступени напряжения 35 кВ на ступень напряжения 10 кВ
- Замена воздушных выключателей 220, 110 кВ на вакуумные.
- Установка конденсаторной установки
- Замена открытого распределительного устройства 35 кВ на комплектное распределительное устройство 10 кВ.
- Установка комплектной трансформаторной подстанции 10/0.4 кВ.
- Замена заземляющего контура для КРУ 10 кВ.
- Установка новых молниеотводов.
- Применение на подстанции АСУ.
- Замена системы освещения подстанции.

Рассмотрю конечные итоги проделанной работы.

Заменой ступени напряжения 35 кВ на 10 кВ получил минимальное количество ступеней напряжения на подстанции, что соответствует принципу построения энергетических систем электроснабжения.

Установив конденсаторную установку было получено повышение $\cos\phi$ и как следствие улучшение качества электроэнергии. Увеличение качества электроэнергии заключается в рационализации использования активной энергии, теперь её меньше тратится на преодоление реактивной мощности в сети, что снижает потребление активной мощности и уменьшение энергетических затрат на её производство.

Заменяв воздушные выключатели на вакуумные, в первую очередь снизился риск выхода из строя устаревшего оборудования, воздушных выключателей, в следствие чего повысилась надёжность системы в целом. При применении вакуумных выключателей отпала необходимость в компрессорах, ранее они были необходимы для обеспечения воздухом воздушных выключателей, то есть снизились расходы электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Использование КРУ и КТП вместо ОРУ позволило уменьшить площадь занимаемой территории, повысить качество обслуживания электрооборудования, защитить его от воздействия окружающей среды, что позволяет продлить срок службы электрооборудования. Всё в сумме ведёт к улучшения надёжности системы электроснабжения.

Применение АСУ повышает скорость и точность работы системы защиты и измерения, уменьшатся влияние человеческого фактора при переключениях.

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 «Сызрань» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 6 и 7-е изд. – М.: НОРМАТИКА, 2016. – 448 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
3. Филиппов, А. С. Ремонт и монтаж кабельных линий. В 2 частях. Часть 1 / А.С. Филиппов, В.А. Филиппов. - М.: Техноперспектива, 2016. - 376 с.
4. Конюхова, Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры). / Е.А. Конюхова. – М.:РУСАЙНС, 2016. – 160 с.
5. Бушуев, В.В. Энергоинформационные основы устойчивого развития (на примере российских регионов) / В.В. Бушуев. - М.: Книга по Требованию, 2012. - 58 с.
6. Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения. / С.И. Малафеев. – М.: Лань, 2017. – 248 с.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.:НЦ ЭНАС, 2014. – 182 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 VF12 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchatelya/vd4-instrukciya-vyklyuchatelya-4.html](http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchатели/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. Power Management, 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>