

АННОТАЦИЯ

В данной выпускной квалификационной работе «Электрооборудование и электрохозяйство реконструируемой ПС 110 кВ "Клин"» рассмотрен выбор нового электрооборудования и описание электрохозяйства при реконструкции электрической части понизительной подстанции 110 кВ в связи сильным физическим и моральным износом оборудования из-за длительной эксплуатации.

Главной задачей данной работы является – выбор современного электрооборудования для обеспечения качественного электроснабжения потребителей питаемых от ПС 110 кВ "Клин", сокращение аварийных отключений за счет применения в РУ-110 кВ схемы, выполненной с современными высоковольтными выключателями 110 кВ.

Данная работа выполнена на 48 листах формата А4 и содержит 4 рисунка, 11 таблиц, а также выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

ABSTRACT

This graduation project deals with the selecting of electrical equipment and the description of the electrical facilities as part of the reconstruction of the electrical part 110 kV of substation «Klin».

The graduation project includes an explanatory note on 48 pages, introduction, consisting of 3 pages, 4 pictures, 11 tables, the list of 25 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

Decision about replace of equipment was made during collecting of information about object of designing. It turned out that due to prolonged exploitation most of equipment stopped corresponding to modern requirements and standards.

The aim of this work is supplying of consumers with high-quality and uninterruptible electrical energy by 110 kV substation «Klin».

The key issue of the graduation project is reduction of emergency outages thanks to using scheme with modern high-voltage switcher in 110 kV switch-gear.

The issues of determining the expected electrical loads of consumers at the 110 kV substation «Klin», the capacity of power transformers at substation and selecting the electrical equipment of the reconstructed substation that meets all the reliability conditions are highlighted in the project's general part.

The technique applied has confirmed that replacing of equipment actually will contribute to the achievement of the aim.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Краткое описание реконструируемой ПС 110 кВ Клин.....	8
2 Ожидаемые электрические нагрузки реконструируемой подстанции	11
3 Выбор силовых трансформаторов реконструируемой подстанции.....	14
4 Анализ расположения реконструируемой подстанции.....	16
5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции	18
6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ.....	23
6.1 Условия выбора оборудования	24
6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.....	26
6.3 Выбор разъединителей 110 кВ.....	27
6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	28
6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ.....	30
6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ	30
6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ..	31
6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ	31
6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ	33
6.7.3 Трансформатор ТН на 10 кВ	34
7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов	36
7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	36
7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора.....	39
7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	41
7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	41
8 Расчёт защитного заземления реконструируемой подстанции	43
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	45
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	46

ВВЕДЕНИЕ

В современном обществе человек не представляет удобную, благополучную жизнь без электрической энергии. Именно этим видом энергии человек окружил себя повсеместно.

Для дальнейшего прогресса требуются колоссальные объемы электрической энергии. Для этого усовершенствуются старые источники питания, строятся новые, а также для совместной работы источники питания объединяют в единую энергосистему, этим целям служат высоковольтные линии.

Из-за бурного технологического прогресса во много крат возрастает потребление энергии, так как повсеместно вводится автоматизированное управление различными технологическими процессами.

Вследствие этого каждое государство ставит главной задачей создание и развитие программ для создания и реконструкции территориально-производственных комплексов на тех местах, где располагаются большие запасы различного рода ресурсов.

Россия следует программе развивающей, поощряющей политики по сбережению энергетических ресурсов. Переход к более низкому потреблению энергии и энергоресурсов обеспечивается модернизацией производства на энергосберегающие технологии, усовершенствованием оборудования, заменой старого оборудования, урезанием различных видов потерь, повышением качества производства, переработкой отходов.

Также необходимо отметить, что вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок на территории РФ не теряет свою актуальность, а, наоборот, занимает главенствующую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ согласно стратегии развития электроэнергетики до 2030 года.

На сегодняшний день в крупных городах Российской Федерации быстрыми темпами идет строительство нового жилого фонда, развитие городской агломерации, в связи с этим становится актуальным развитие городского электросетевого комплекса.

Существует четкое понимание, что основной предпосылкой к развитию промышленного сектора и строительства новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов является своевременное развитие сетевой инфраструктуры.

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

Выполнение данных условий также необходимо согласовывать с нормами технологического проектирования, предусматривая использование наиболее надежных и, одновременно, современных решений в части выбора электрооборудования ГПП.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор электрооборудования реконструируемой ПС 110 кВ "Клин" в Ульяновской области для повышения надежности системы электроснабжения потребителей данной ПС с обеспечением всех вышеуказанных требований.

Для выполнения данной работы использовались следующие исходные данные:

- задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x40 МВА».

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Рассчитать электрические нагрузки будущих потребителей.
2. Выполнить анализ существующего электрооборудования на ПС 110 кВ.
3. Проверить загрузку устанавливаемых силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей.

4. Выбрать электрооборудование понизительной подстанции на основании расчетов токов короткого замыкания и расчетных номинальных токов и напряжений по стороне РУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также на основании выбранной схемы ОРУ-110 кВ.

1 Краткое описание реконструируемой ПС 110 кВ "Клин"

Подстанция ПС 110 кВ является одной из важных ПС на 110 кВ энергосистемы Ульяновской области. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. На ПС 110 кВ установлены два силовых трансформатора на 40 МВА. Они с момента ввода в эксплуатацию не менялись.

ОРУ – 110 кВ ПС "Клин" выполнено по устаревшей схеме – отделитель 110 кВ и короткозамыкатель 110 кВ в цепи силовых трансформаторов по стороне 110 кВ с неавтоматической ремонтной перемычкой.

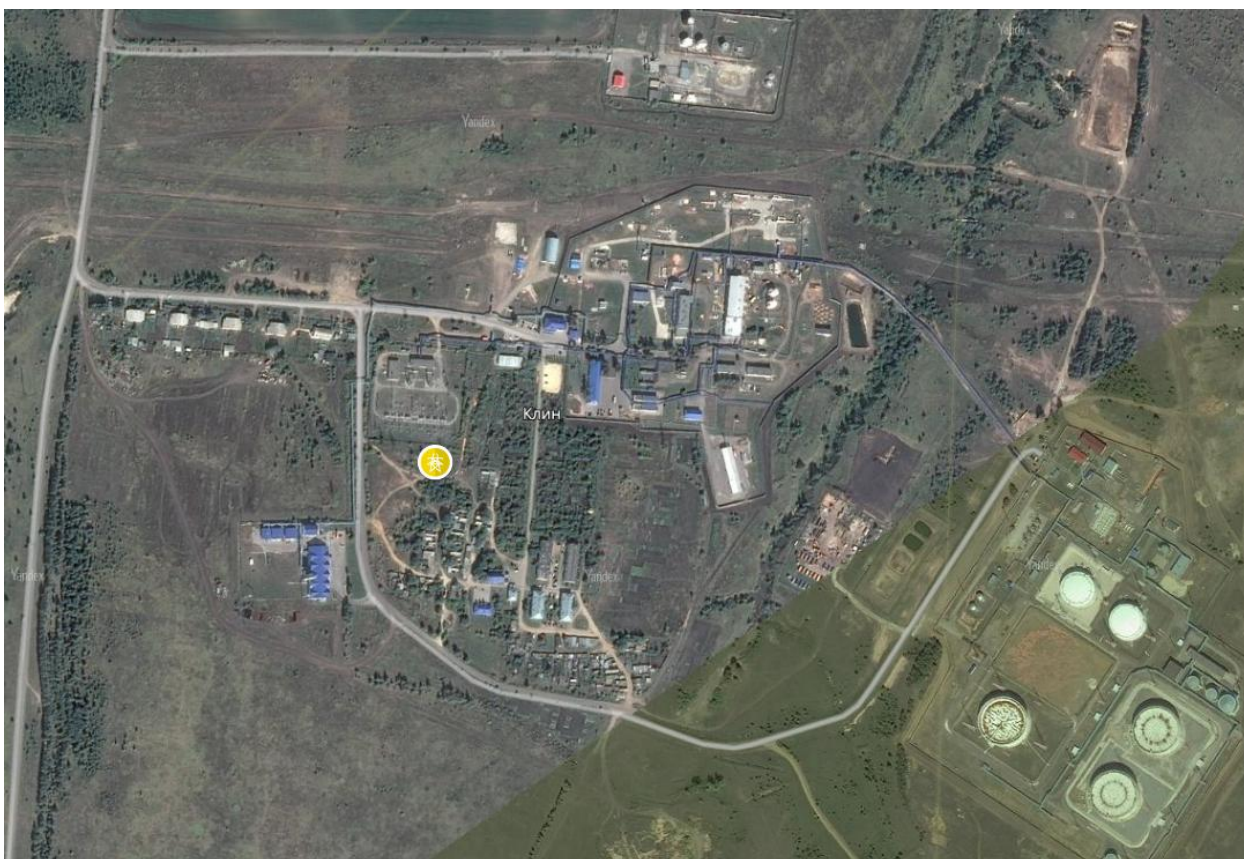


Рисунок 1 – Расположение ПС 110 кВ "Клин"

Основными потребителями ПС 110 кВ являются крупные предприятия Ульяновской области, осуществляющие деятельность по добычи нефти, транспортировке нефтепродуктов по системе нефтепроводов, переработке

углеводородного сырья, приему, хранению и отпуску нефтепродуктов (рисунок 1), а также социально-значимые объекты и жилые здания Новоспасского района Ульяновской области.

Предпосылкой реализации проекта по реконструкции ПС 110 кВ является сильный физический и моральный износ оборудования.

Из-за длительной эксплуатации оборудование морально и физически устарело. Повысить надежность работы существующего оборудования при плановом техобслуживании не представляется возможным, в связи с этим необходимо провести замену существующего электрооборудования на новое.

Так как данная квалификационная работа предусматривает выбор электрооборудования и электрохозяйства, в соответствии с техническим заданием на реконструкцию данной подстанции будем учитывать следующие условия:

1. В соответствии с ТЗ необходимо провести замену отделителей ОД на 110 кВ на разъединители 110 кВ в соответствии с новой электрической схемой ОРУ-110 кВ;
2. Демонтировать короткозамкватели (КЗ) со стороны ВЛ 110 кВ;
3. Схема ОРУ – 110 кВ должна быть выполнена по схеме с силовыми элегазовыми выключателями на 110 кВ в цепи силовых трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны ВЛ-110 кВ;
4. К установке ОРУ-110 кВ рассматривать только элегазовые выключатели В-110 кВ, так как сетевая компания Ульяновские распределительные сети при реконструкции понизительных подстанций устанавливает элегазовые выключатели и имеет положительный опыт эксплуатации данных выключателей;
5. Демонтаж старого КРУН-10 и монтаж КРУН-10 производства Электрощит;

6. Реконструкцию сооружений, планировку территории выполнить в соответствии с проектной документацией по реконструкции ПС 110 кВ "Клин";

7. Рассмотреть возможность замены существующих трансформаторов 110 кВ 2х25 МВА на новые на 2х40 МВА;

8. Комплектацию КРУН 10 кВ сформировать на основании каталожных данных производителя КРУН. Также для повышения локализации сборки КРУН 10 кВ необходимо использовать электрооборудование одного производителя, такое решение позволит повысить качество сборки КРУН 10 кВ, а также повысит надежность функционирования ПС 110 кВ в целом.

В итоге отметим, что реконструкция понизительной подстанции с учетом выше указанных технических решений обеспечит создание более гибкой и надежной схемы электроснабжения, значительное улучшение надежности электроснабжения крупных потребителей и социально-значимых объектов и жилых зданий Новоспасского района Ульяновской области.

2 Ожидаемые электрические нагрузки реконструируемой подстанции

К реконструируемой ПС 110 кВ «Клин» подключены крупные предприятия Ульяновской области, осуществляющие деятельность по добычи нефти, транспортировке нефтепродуктов по системе нефтепроводов, переработке углеводородного сырья, приему, хранению и отпуску нефтепродуктов, а также социально-значимые объекты и жилые здания Новоспасского района Ульяновской области.

Также в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к Ульяновским районным распределительным сетям планируется до 2025 года подключение новых потребителей. Приведем годовой график потребления мощности потребителей ПС 110 кВ "Клин" с учетом новых потребителей (рисунок 2).

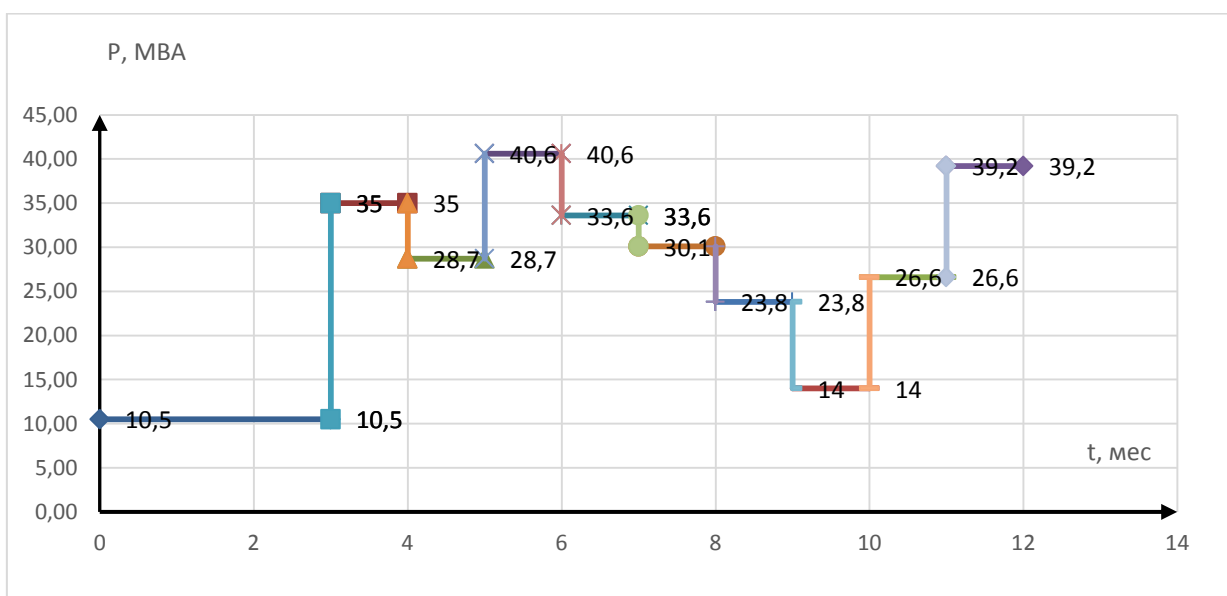


Рисунок 2 – График потребления электрических нагрузок с учетом новых потребителей

Все значения потребления активной мощности сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 - Расчет мощности сезонного потребления активной мощности

t, мес	P_i , МВт
1	10,5
2	10,5
3	10,5
4	35
5	28,7
6	40,6
7	33,6
8	30,1
9	23,8
10	14
11	26,6
12	39,2

Исходя из графика нагрузок видим, что максимальное потребление мощности приходится на летнее время, это связано с тем, что основными потребителями понизительной подстанции 110 кВ Клин, являются предприятия нефтегазодобывающей промышленности, которые работают в соответствии со своими производственными планами и за счет этого имеют нагрузку не зависящую от времени года.

Определим основные данные графика электрических нагрузок (рисунок 2). Среднеквадратичная активная мощность определяется как [13]:

$$P_{с.к.} = \frac{\sqrt{\sum P_i^2 \cdot t_i}}{\sum t_i} = \frac{\sqrt{10,5^2 \cdot 1 + 10,5^2 \cdot 2 + \dots + 39,2^2 \cdot 12}}{78} = 29,52 \text{ МВт}$$

Средняя активная нагрузка, приходящаяся на реконструируемую ПС 110 кВ "Клин" [13]:

$$P_c = \frac{W}{\sum t_i} = \frac{\sum P_i t_i}{\sum t_i} = \frac{10,5 + 21 + \dots + 470,4}{78} = 27,99 \text{ МВт}$$

Определим коэффициент формы графика нагрузки [13]:

$$K_\phi = \frac{P_{c.k.}}{P_c} = \frac{29,52}{27,99} = 1,05$$

Коэффициент заполнения годового графика активной нагрузки вычисляется путем определения из графика активной нагрузки максимальной активной мощности P_m и ее подстановки в выражение [13]:

$$K_{з.г} = \frac{P_c}{P_m} = \frac{27,99}{40,6} = 0,69$$

Число часов максимума нагрузки рассчитывается по формуле [13]:

$$T_a = \frac{P_c}{P_m} \cdot 8760 = \frac{27,99}{40,6} \cdot 8760 = 6041,4 \text{ ч}$$

Определим полную мощность приходящуюся на реконструируемую подстанцию ПС 110 кВ "Клин" [13]:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{40,6}{0,9} = 45,1 \text{ МВА}$$

Таким образом, максимальная мощность, приходящаяся на подстанцию "Клин" с учетом новых потребителей к 2025 году составит 45,1 МВА. Исходя из этого, делаем вывод, что существующие трансформаторы на 25 МВА, необходимо заменить на трансформаторы большей мощностью.

3 Выбор силовых трансформаторов реконструируемой подстанции

Так как для данной подстанции техническими условиями определен тип и количество трансформаторов, то на ПС 110/10 кВ проведем расчет выбора установленной мощности трансформаторов:

$$S_{\text{ном.Т}} = 40 \text{ МВА}$$

Исходя из расчетов, приведенных в разделе 2 данной квалификационной работы, и данных таблицы 2.1, делаем вывод, что при расчетной мощности 45,1 МВА, достаточно будет двух трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10, так как допустимая загрузка одного трансформатора в нормальном режиме работы, т.е. при условии два трансформатора включены, секционный выключатель по стороне 10 кВ разомкнут, находится в пределах 0,5 до 0,7 [3]. В случае аварийного отключения или вывода в ремонт одного из них оставшийся в работе трансформатор будет работать с допустимой 40% перегрузкой. Необходимо учитывать, что вывод в ремонт трансформатора осуществляется сентябре, когда потребление активной мощности снижается за счет перехода промышленных потребителей в режим плановых ремонтов и наладки оборудования (таблица 2.1).

В соответствии с технической литературой [9], даже при очевидных технических решениях, в данном случае при выборе установленной мощности трансформаторов, все равно необходимо проводить подтверждающие расчеты.

Таким образом, проведем проверку коэффициента загрузки выбираемых трансформаторов для двух вариантов по следующему условию:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.1)$$

Для ТРДН–40000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{45,1}{2 \cdot 40} = 0,56$$

Для ТРДН–63000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{45,1}{2 \cdot 63} = 0,34$$

Для ТДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{45,1}{2 \cdot 25} = 0,9$$

где S_{max} – максимальная расчетная мощность, МВА;

S_T – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Выбираем к установке трансформаторы ТРДН-40000/110/10, так как при выборе силовых трансформаторов на 63 МВА они будут недозагружены даже при максимальном потреблении мощности 45,1 МВА, а при выборе трансформаторов на 25 МВА, коэффициент загрузки составляет более 0,7.

4 Анализ расположения реконструируемой подстанции

Для того, чтобы приблизить источник питания к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность линий с низким напряжением, место расположение ГПП экономически выгодно располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Место расположения ГПП определяется графоаналитическим методом с построением сетки координат (X,Y) на основании производимых расчетов согласно выражениям (4.1), (4.2):

$$X = \frac{\sum_i S_i \times X_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.1)$$

$$Y = \frac{\sum_i S_i \times Y_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.2)$$

где X_i , Y_i – абсцисса, ордината координатной сетки i -го потребителя;
 S_i – максимальная мощность i -го потребителя кВА.

Отметим, что существующая ПС 110 кВ Клин расположена рядом с крупными потребителями нефтегазодобывающей отрасли (рисунок 1). При этом соответствии с разделом 1 данной квалификационной работы было определено, что расположение и планировка территории необходимо выполнить в соответствии с проектной документацией по реконструкции ПС 110 кВ "Клин".

Исходя из проектной документации, определим расположение ПС 110 кВ по имеющимся координатам А (X_{a0} , Y_{a0}), В (X_{p0} , Y_{p0}), где:

X_{a0} , Y_{a0} – координаты ЦЭН активных, км;

X_{p0} , Y_{p0} – координаты ЦЭН реактивных, км;

ККУ – комплектное компенсирующее устройство;

ГПП – главная понизительная подстанция.

Составляем картограмму нагрузок, на которую наносим все полученные данные.

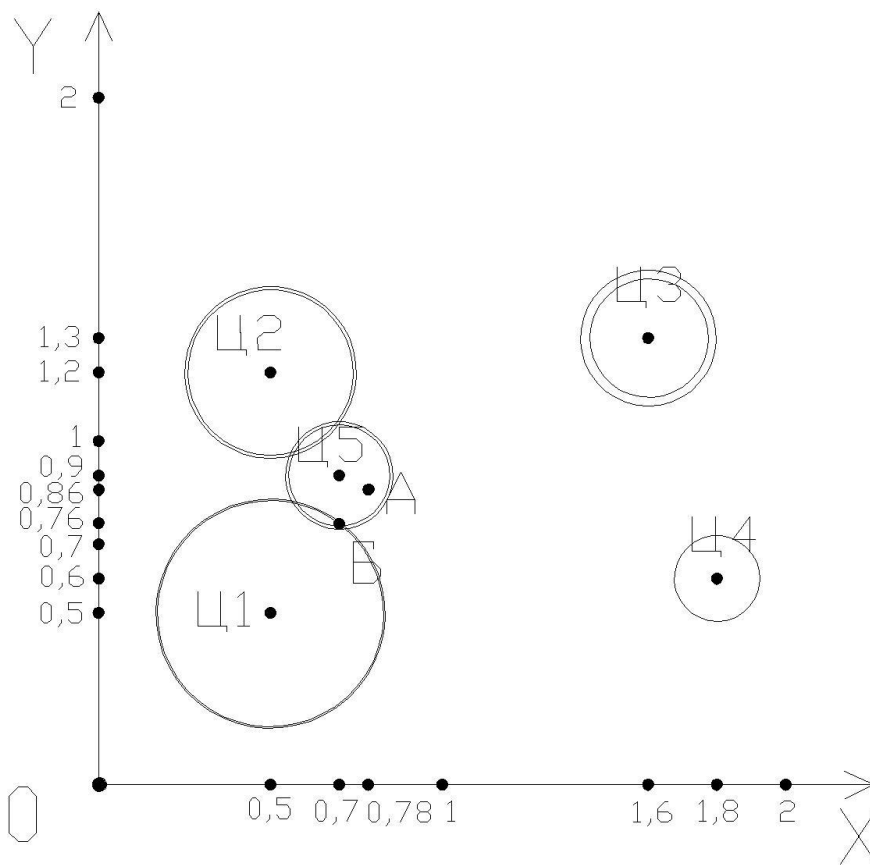


Рисунок 3 – Картограмма нагрузок

Таким образом, реконструируемая подстанция ПС 110 кВ "Клин" будет расположена на месте существующей подстанции.

Исходя из выше изложенного, можно сделать вывод, что выбранное место ГПП соответствует всем нормам ПУЭ [3], по условию подъезда транспортной техники и минимально допустимому расстоянию до технологических построек и зданий.

5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции

При выборе электрооборудования понизительной подстанции учитываем возможность появления в электрической сети повреждений, которые приводят к коротким замыканиям (КЗ), сопровождающимся характерным скачком силы тока.

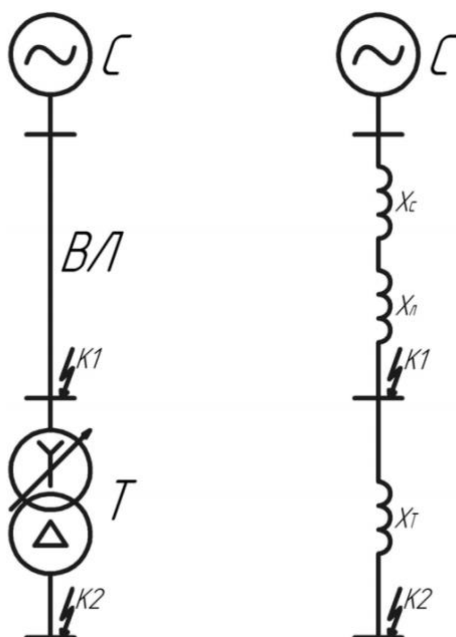


Рисунок 4 - Расчетная схема и схема замещения

Исходя из требований [12], на основании расчетов токов короткого замыкания проводится проверка на термическую и динамическую стойкость выбираемого электрооборудования. Данные проверки необходимы для того, чтобы исключить разрушение изоляционных конструкций и токопроводящих элементов выбираемого электрооборудования при кратковременном воздействии токов короткого замыкания, т.е. времени срабатывания релейной защиты и времени отключения поврежденного участка высоковольтными выключателями.

На основании [12] определим параметры элементов для расчета токов короткого замыкания:

Система: $U_H = 110\text{кВ}$, $S_B = 1000\text{МВ} \cdot \text{А}$, $S_{КЗ} = 5000\text{МВА}$.

ВЛ: $x_{уд} = 0,42\text{Ом/км}$, $l = 8,34\text{ км}$, $U_H = 10\text{кВ}$

Силовой трансформатор: $S_H = 40\text{МВА}$, $S_B = 1000\text{МВА}$

Расчет токов короткого замыкании, проведем по утвержденной методике, изложенной в технической литературе [15].

«Рассчитаем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [15]:

«Сопротивление системы определяем по формуле»[15]:

$$x_{б,с} = \frac{S_б}{S_к}; \quad (5.1)$$

«Рассчитываем сопротивление системы»[15]:

$$x_{б,с} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о. е.}$$

Рассчитываем сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110/10:

$$x_{б,Тв} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \frac{S_б}{S_{номТ}} \quad (5.2)$$

$$x_{б,Тв} = \frac{1,314}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,41$$

$$x_{б,ТН1} = x_{б,ТН2} = \frac{U_{к.н1},\%}{100} \frac{S_б}{S_{номТ}} \quad (5.3)$$

$$x_{б,ТН1} = x_{б,ТН2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,74.$$

где $U_{к.в} = 1,314\%$, $U_{к.н1} = U_{к.н2} = 18,375\%$ (для трансформатора $S_{ном} = 40\text{ МВА}$).

Рассчитываем сопротивление ВЛ 110 кВ, питающей подстанцию от внешней системы электроснабжения:

$$X_{б,л} = X_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2}; \quad (5.4)$$
$$X_{*б,л} = 0,42 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит»[15]:

$$X_{рез(б)} = X_{*б,с} + X_{*б,л}; \quad (5.5)$$
$$X_{*рез(б)} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К1 определим базисный ток на шинах ВН подстанции "Клин"»[15]:

$$I_б = \frac{S_б}{3 \cdot U_б} \quad (5.6)$$
$$I_б = \frac{1000}{3 \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

«На основании схемы замещения для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4, рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания» [15] в начальный момент времени:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E''_{*б}}{X_{*рез(б)}} \cdot I_б; \quad (5.7)$$
$$I_{п,о}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА.}$$

«Из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.» [15]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд}; \quad (5.8)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА}$$

где « $k_{уд}=1,8$ –ударный коэффициент, определенный из отношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, вычисляемый как $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$ » [15].

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 на шинах НН составит» [15]:

$$X_{*рез(б)} = X_{*б,с} + X_{*б,л} + X_{*б,Тв} + X_{*б,ТН1,2} + X_{*б} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции "Клин"» [15], который будет равен:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,75 \text{ кА}$$

«Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4 рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания» [15] «в начальный момент времени»[15] в точке К2:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E''_б}{X_{рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА.}$$

Исходя из полученных результатов, определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К2 [7]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА}$$

где $k_{уд}=1,96$ – ударный коэффициент, определенный из отношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания и вычисляемый как $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ [15].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з

Шины	Место КЗ	U _н , кВ	K _{уд}	I _{КЗ ВН} ¹¹⁰ , кА	I _{КЗ НН}	i _{уд} , кА
ВН	К1	115	1,8	15,2	-	38,3
НН	К2	10,5	1,96	-	14,1	25,33

6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ

На сегодняшний день выбор электрооборудования осуществляется на понизительных подстанциях в зависимости от электрической схемы подстанции (зависит от назначения), от технической политики предприятия, которая осуществляет строительство подстанции и от проектных решений, сформированных проектировщиками на этапе формирования проекта ПС 110/10 кВ.

При выборе электрооборудования электрической части реконструируемой подстанции ПС 110/10 кВ "Клин" будут учтены следующие данные:

1. Распределительное устройство на 110 кВ будет выполнено открытого типа, соответственно все электрооборудование ОРУ 110 кВ должно иметь соответствующее исполнение, т.е., исходя из паспортных данных заводов изготовителей, предназначено для наружной установки.

2. Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне. Таким образом, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

4. Для правильной работы системы РЗиА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя

электрооборудования понизительной подстанции, в следствие того, что не зафиксированы РЗиА.

5. Комплектное распределительное устройство 10 кВ должно быть укомплектовано вакуумными выключателями на 10 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей.

6. На новой подстанции должна быть осуществлена автоматизация системы управлением энергохозяйством [18].

6.1 Условия выбора оборудования

Электрооборудование понизительных подстанций выбирается по номинальным параметрам, таким как номинальное напряжение, номинальный ток [16]. Данные условия продиктованы следующими техническими решениями:

1. Все высоковольтное оборудование имеет изоляцию, которая необходима для исключения соприкосновения токопроводящих элементов с металлическими конструкциями, имеющими соединение с заземляющими устройствами. Данное техническое решение необходимо для защиты человека от поражения электрическим током, а также для исключения коротких замыканий на землю. Соответственно все электрооборудование понизительных подстанций выбирается, исходя из номинального напряжений сети, для обеспечения нормального режима работы изоляции выбираемого электрооборудования.

2. Электрический ток, «протекающий» по токопроводящим элементам оказывает тепловое воздействие, т.е. нагревает токопроводящий элемент, таким образом, при неправильном выборе по длительно допустимому току электрооборудование может выйти из строя из-за высокого нагрева токопроводящих элементов. Также чрезмерный нагрев токопроводящих элементов приводит к старению изоляции и может привести

к потери диэлектрических свойств, что в свою очередь приводит к ее разрушению и аварийным ситуациям в электрической сети.

Поэтому все электрооборудование выбирается в первую очередь по номинальным параметрам [16]:

Номинальному напряжению [16]:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (6.1)$$

Номинальному току [16]:

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\text{max}}, \quad (6.2)$$

На основании токов короткого замыкания все электрооборудование проверяется на [16]:

Динамическую стойкость [16]:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.3)$$

Термическую стойкость [16]:

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_k \quad (6.4)$$

Согласно требованиям ПУЭ [3], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (6.5)$$
$$I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 294,3 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (6.6)$$

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 10,5} \cdot 10^3 = 2570 \text{ А}.$$

Таблица 6.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

ОРУ-110 кВ		
$I_{\max}^{\text{ВН}}, \text{ А}$	$I_{\text{кз}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
294,3	7,54	19,2
КРУ-10 кВ		
$I_{\max}^{\text{НН}}, \text{ А}$	$I_{\text{кз}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
2570	12,97	33

6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [18], а также на основании расчетных формул (6.1) – (6.4):

$$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.7)$$

В соответствии с формулами (6.1) – (6.4) и (6.7) проведем выбор элегазовых выключателей на стороне ОРУ 110 кВ.

Элегазовые выключатели выбираются, исходя из технического задания на проектирование подстанции, а также на основании схемы ОРУ 110 кВ.

Преимущества элегазовых выключателей:

1. При коммутациях создают меньшие перенапряжения, соответственно, облегчают работу изоляции высоковольтного электрооборудования;

2. «Элегазовые выключатели являются одним из самых современных типов высоковольтных выключателей и получают все более широкое применение» [20];

3. «Являются достаточно надежными в работе и долговечными; они позволяют осуществлять не менее 10 тысяч операций включения и отключения номинального тока и 40 отключений номинального тока КЗ» [20].

Таблица 6.2 – Расчётные значения выключателей 110 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{ТС}^2 \times t_{ТС} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА ² с
	$i_{у} < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Паспортные данные завода изготовителя	115	кВ
	2000	А
	102	кА ² с
	40	кА

6.3 Выбор разъединителей 110 кВ

«Разъединители для ОРУ 110 кВ изготавливаются в трехполюсном исполнении. Полюс разъединителя 110 кВ выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей на 90° в горизонтальной плоскости» [18].

«Токоведущая система разъединителей выполнена в виде двух контактных ножей, установленных на верхних фланцах изоляторов. Токовый переход с основания контактного ножа на контактный вывод осуществляется через скользящий контакт розеточного типа защищенный от загрязнения кожухом» [18].

«Контактный нож разъединителей 110 кВ представляет из себя две пары контактных ламелей, на концах которых имеются отгибы (ловители).

Контактные ламели выполнены из бериллиевой бронзы и не требуют регулировки контактного нажатия в течение всего срока службы. На конце контактного ножа имеется контакт типа «кулачок», образованный отгибами двух параллельных шин и защищенный от обледенения кожухом. Все скользящие поверхности покрыты гальваническим серебром, а неподвижные - оловом. Контакты заземлителя также изготавливаются из двух пар ламелей из бериллиевой бронзы. На концах соединительных тяг расположены сферические подшипники скольжения, допускающие перекосы при повороте приводных валов и вала заземлителей» [20].

Конструкция разъединителей 110 кВ предусматривает установку следующих типов приводов:

- для главных ножей – двигательный;
- «для заземляющих ножей – ручной или двигательный» [20].

Таблица 6.3 – Условия выбора разъединителя

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА ² с
	$i_{у} < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1- 6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Технические характеристики разъединителя	115	кВ
	1000	А
	100	кА ² с
	100	кА

6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [13].

Таблица 6.4 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ

Продолжение таблицы 6.4

Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	177 А	100-200-400 А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_{у} < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (6.8)$$

«где $Z_{2нагр}$ – вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности» [11].

«Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле» [11]:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (6.9)$$

где $I_{ном}$ – номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

«Расчетное сечение жилы провода рассчитываем, как» [11]:

$$S_{каб} \geq \frac{I_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (6.10)$$

где $l_{\text{каб}}$ – фактическая длина кабеля, м;

γ – данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

Согласно ПУЭ [4]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом,}$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Сечение жилы кабеля составит $2,5 \text{ мм}^2$.

6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ

В ОРУ-110 кВ установка трансформатора напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20] необходима для подключения системы коммерческого учета по стороне 110 кВ, а также контроля значений напряжения по стороне 110 к, и нормальной работы системы РПН установленных на силовых трансформаторах типа ТДН-25000/110/10.

Нагрузка во вторичной цепи ТН 110 кВ с учетом всех подключенных измерительных приборов составит около 30 ВА, что является допустимым значением.

6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110

Продолжение таблицы 6.5

Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

Одним из перспективных типов ячеек для установки в ЗРУ 10 кВ являются ячейки КРУ типа СЭЩ. Данные ячейки имеют множество преимуществ, одно из которых – высокая степень локализации производства данных ячеек на заводе изготовителе, что повышает качество сборки данных ячеек, а также увеличивает срок службы электрооборудования.

Данные ячейки будут укомплектованы вакуумными выключателями производства завода изготовителя КРУ ВВУ-СЭЩ, трансформаторами тока типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ограничителями перенапряжения ОПН на 10 кВ, микропроцессорной релейной защитой.

Полная компоновка необходимым электрооборудованием данных ячеек на заводе изготовителя является оптимальным решением.

Проведем выбор электрооборудования КРУ 10 кВ по условиям выбора в соответствии с формулами (6.1) - (6.8).

6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ

«Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений» по ГОСТ Р 52565 -2006. На первоначальном этапе подберем вакуумные выключатели по паспортным характеристикам; также необходимо отметить, что выбираемые выключатели имеют следующие особенности:

1. Принцип гашения дуги у выбираемых выключателей – вакуум.

2. Тип привода у выключателей – пружинный.
3. При первом включении выключателя в случаи отсутствия оперативного тока конструктивно предусмотрен ручной взвод пружины оперативно-ремонтным персоналом. При наличии оперативного тока и напряжения взвод пружины осуществляется электромагнитным приводом.

В таблице 6.6 укажем паспортные характеристики выбираемых вакуумных выключателей.

Таблица 6.6 - Технические характеристики выключателей ВВУ-СЭЩ

Наименование параметра	Единица измерения	Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ
$U_{ном},$ кВ	кВ	10
$I_{ном},$ А	А	2000
$I_{дин},$	кА 3 сек	40
$I_{период}$ КЗ,	кА	40
$B_k,$	кА	100
$t_{выкл.соб},$	сек	0,04
$t_{выкл.пол},$	сек	0,06
t – окружающего воздуха,	$^{\circ}C$	+40 $^{\circ}$, -55 $^{\circ}$

Таблица 6.7 – Условия выбора вакуумного выключателя 10 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора	$U_{пр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{пр} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_k^2 \times t_k,$	кА ² с
	$i_v < i_{пр.с},$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	10	кВ
	1948	А
	14,1	кА ² с
	33	кА
Данные завода изготовителя	10	кВ
	3150	А
	100	кА ² с
	40	кА

6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На основании условий выбора п. 6.1 выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ, которые производятся на заводе изготовителе ячеек КРУ типа СЭЦ.

Выбираемые к установке в ячейках СЭЦ трансформаторы тока имеют паспортные данные указанные в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Наименование источника данных	Условие выбора	Единица измерения
Расчетные	$U_{уст} = 10$	кВ
	$I_{max} = 1948$	А
	$i_{уд} = 33$	кА
	$B_k = 1,85$	кА ² ·с
От завода изготовителя: ТОЛ-10 кВ	$U_{ном} = 10$	кВ
	$I_{ном} = 2000$ А	А
	$I_{дин} = 100$	кА
	$B_k = 4800$	кА ² ·с

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], а также СТО 56947007-29.240.021-2008, необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$r_{приб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}$$

Так как класс точности трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ S=0,5, то $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом},$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением $S = 4\text{мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}$$

Исходя из условия (6.9) вторичная нагрузка, приходящаяся на ТТ, ниже предельно допустимого значения 1,2 Ом.

6.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ

Трансформатор напряжения также выбираем на основании каталожных данных завода производителя ячеек КРУ СЭЦ, для повышения степени сборки выбранных ячеек на новой подстанции 110/10 кВ. Исходя из паспортных данных, выбираемые ТН имеют номинальную мощность в классе точности 0,5, таким образом, при присоединении потребляемая мощность счетчиков должна не превышать 75 ВА. Проведем расчеты допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформатора напряжения на 10 кВ:

$$\begin{aligned} S_{2\Sigma} &= \sqrt{\sum S_{\text{приб}} \cos\phi^2 + \sum S_{\text{приб}} \sin\phi^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \\ &= \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ ВА.} \end{aligned}$$

$$S_2 \leq S_{max} \quad (6.11)$$

$$9,91 \leq 75.$$

Условие (6.11) выполняется, поэтому принимаем к установке НАЛИ-СЭЩ на 10 кВ.

Таким образом, выбранное оборудование КРУ 10 кВ соответствует всем требованиям определенным в п. 6.1, а также техническому заданию и требуемым проектным решениям при реконструкции ПС 110 кВ "Клин".

7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [3], для трансформатора выбирают следующие защиты:

– Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), так как данная защита является основной защитой, при этом имеет высокую степень защиты [3];

– В качестве резервной защиты от внутренних повреждений в силовых трансформаторах установим защиту «токовую отсечку» (ТО)» [3], данная защита устанавливается на каждый трансформатор отдельно;

– Максимальная токовая защита (МТЗ) выступает в качестве резервной защиты от внешних токов короткого замыкания [3];

– Защиту от перегрузки силовых трансформаторов. Данная защита необходима для исключения работы трансформатора с перегрузкой выше допустимых пределов. Отметим, что силовые трансформаторы выбраны с учетом перегрузочной способности на 40%, однако данная защита необходима для исключения «набросов» мощности на трансформаторы в случаи аварийных ситуаций во внешней сети системы электроснабжения.

7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Расчет уставок защит трансформатора выполним на основании методики изложенной в технической литературе [17].

Исходя из последовательности, изложенной в [17], проведем расчет токов срабатывания ДЗТ.

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраивают от тока небаланса при коротком замыкании во внешней сети системы электроснабжения [17]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (7.1)$$

где k_n – коэффициент надежности, который равен 1,3;

$I_{нб}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ.

Данный ток небаланса возникает в связи с особенностями схемы подключения трансформаторов тока по высокой и низкой стороне для ДЗТ.

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (7.2)$$

где k_A – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Внеш}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{нб} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Так как при включении трансформатора в электрическую сеть (под напряжение) необходимо учитывать скачки тока в трансформаторе и по условию [17] определять отстройку защиты от данных скачков с учетом пуска трансформатора на холостом ходу:

$$I_{с.з} \geq k_H I_{ном.Тр}, \quad (7.3)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{ном.Тр}$ – номинальный ток трансформатора;

$$I_{с.з} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 131 = 160 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{сз}=754 \text{ А}$.

Далее необходимо в соответствии методикой определить чувствительность выбираемой защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх} N}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх} N}^{(3)}}, \quad (7.4)$$

где $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока КЗ, двухфазного в зоне действия защиты;

$k_{\text{сх} N}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему звезда и на стороне НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{п.}(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2. Условие выполнено $k_{\text{ч}}$ ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (7.5)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Расчётные значения уставок устанавливаемой защиты ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 110} = 331 \text{ A}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 10} = 2750 \text{ A}$
$k_{\text{ТТ}}$	400/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{294,3}{\frac{400}{5}} = 3,31 \text{ A}$	$\frac{2750}{\frac{3000}{5}} = 4,73 \text{ A}$

7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

Междуфазные токи короткого замыкания в обмотке трансформатора, являются одними из самых опасных, так как возникают внутри трансформатора и могут привести к крупным аварийным ситуациям, это связано со следующими факторами:

1. Дуга тока короткого замыкания возникает в среде трансформаторного масла. Трансформаторное масло имеет очень низкую температуру воспламенения, таким образом, при несвоевременной ликвидации межфазного тока короткого может произойти возгорание трансформаторного масла и трансформатора в целом.

2. Бак силового трансформатора имеет металлическую конструкцию и полностью герметичен, в связи с этим отсутствует возможность визуального осмотра трансформатора при повреждении и оценки причины срабатывания токовой отсечки РЗиА трансформатора без специальных мероприятий.

Учитывая выше изложенное, необходимо провести расчеты уставок ТО.

На первом этапе определим ток срабатывания защиты «при КЗ с противоположной стороны трансформатора» [17].

Для этого проведем следующий расчет:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс } 10}, \quad (7.6)$$

где $I_{с.з10}$ - ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ \text{ макс}}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА}.$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА}.$$

Чувствительность токовой отсечки должна быть не менее 2:

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \times I_{\text{раб макс}}, \quad (7.8)$$

где $I_{\text{раб макс}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

k_B – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 110}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ [14]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2 [3].

7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты с перегрузки с воздействием на сигнал, рассчитываем согласно условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (7.9)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{131,4}{0,95} = 145,2 \text{ А,}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

8 Расчёт защитного заземления реконструируемой подстанции

В соответствии с методикой расчета защитного заземления понижающей подстанции [19], проведем расчет и выбор количества заземляющих стержней, а также выбор контура заземления

На первоначальном этапе рассчитаем сопротивление одного стержня [19]:

$$R_C = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \text{Ln} \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \text{Ln} \frac{4 \cdot t' + 1}{5 \cdot t' - 1} =$$
$$= \frac{125}{2\pi \cdot 10} \cdot \text{Ln} \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} = 15,32 \text{ Ом}$$

где $\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1.25$ – коэффициент сезонности;

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ – приведённая длина заложения.

Количество стержней [19]:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_C = 0.55$ – коэффициент использования стержня.

Сопротивление заземляющей полосы [19]:

$$r_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \text{Ln} \frac{2l^2}{bH} = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \text{Ln} \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} = 1.31 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\Pi} = \frac{r_{\Pi}}{\eta_{\Pi}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{\Pi} = 0.8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей [19]:

$$R = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0,5}{1.63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

По полученным расчетам проведем расчет фактического количества стержней[19]:

$$\eta_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15.32}{0,38 \cdot 0.55} = 80 \text{ шт}$$

По результатам расчета получаем необходимо количество заземляющих стержней, равное 80 шт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос выбора электрооборудования реконструируемой ПС 110/10 кВ "Клин". Реконструкция данной подстанции необходима для подключения новых потребителей, а также повышения надежности системы электроснабжения электросетевого комплекса энергосистемы Ульяновской области.

В работе приведен расчет электрических нагрузок существующих потребителей с учетом планируемых к подключению новых потребителей. На основании расчетных данных проведена проверка корректности заявленных в ТУ на ТП в соответствии с техническим заданием на реконструкцию ПС 110/10 кВ. По результатам проверки выбрали мощность силовых трансформаторов реконструируемой подстанции 110/10 кВ.

Произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 110 и 10 кВ. На основании полученных значений, а также с учетом схемы ОРУ-110 кВ выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрано электрооборудование понижающей подстанции 110/10 кВ кВ, исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 10 кВ.

Выбрана защита основного силового оборудования и произведён расчёт уставок данных защит.

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» от 13.11.2009 г. М., 2009. 21 с.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: Энергоатомиздат, 2013. 692с.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013. 31 с.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009 (ред. от 13.07.2015). М., 2015. 92 с.
5. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: утверждены приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.03. М., 2003. 38 с.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем: утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03. М., 2003. 10 с.
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. ВНТП №81 от 17.08.1981. М., 1981. 46 с.
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». М., 2012. 71 с.
9. СО-278ТМ-2007. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. М., 2007. 132 с.
10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России». М., 2007. 20 с.

11. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. 143с.
12. Гайсаров Р.В.. Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. 42 с
13. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. Павлодар: Изд-во ПГУ, 2003. 66 с.
14. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2013. 352 с.
15. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. М., 2014. 25 с.
16. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. Ульяновск: УлГТУ, 2011. 42 с.
17. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2012. 57 с.
18. Алиев И. И., Казанский С. Б. Кабельные изделия: Справочник. М.: ИП Радио Софт, 2012. 224с.
19. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. 143 с.
20. Григорьев В. И. Справочная книга электрика. М.: Колос, 2004. 746 с.
21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 p.
22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. Edition 16. New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 p.
23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. Edition 3. Boca Raton: CRC Press, 2014. 1061 p.

24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 p.

25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 p.