

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ
«Комсомольская»

Обучающийся

Р.Л. Стафеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В. И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Комсомольская».

Целью ВКР стоит разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Комсомольская» с целью повышения ее надежности, эффективности и безопасности.

Задачи, которые стоят в ходе решения ВКР:

- провести анализ существующего состояния подстанции,
- определить потребности в реконструкции,
- разработать технические решения по реконструкции электрической части подстанции,
- выполнить расчеты и обосновать выбор оборудования,
- разработать проектную документацию.

По итогу решения ВКР, имеем полученные результаты:

- в работе проведен анализ существующего состояния подстанции «Комсомольская»,
- определены основные проблемы подстанции и пути её решения,
- разработаны технические решения по реконструкции электрической части подстанции,
- выполнено обоснование выбора нового оборудования,
- разработана проектная документация.

Реализация проекта реконструкции позволит повысить надежность, эффективность и безопасность подстанции «Комсомольская». Новое оборудование позволит повысить пропускную способность подстанции и снизить потери электроэнергии. Реконструкция подстанции обеспечит бесперебойное электроснабжение потребителей.

Записка с расчетами состоит из 43 страниц и 6 чертежей А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Определение целей и задач реконструкции подстанции.....	5
1.1 Краткая характеристика подстанции.....	5
1.2 Формулировка целей и задач проектирования.....	7
2 Разработка предложений по реконструкции подстанции.....	8
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок ПС.....	8
2.2 Выбор мощности, числа и типа трансформаторов.....	10
2.3 Выбор блок-схем и распределительных устройств ПС.....	11
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	13
2.5 Выбор и проверка высоковольтного оборудования.....	17
2.6 Реконструкция системы собственных нужд.....	28
2.7 Расчет релейной защиты силового трансформатора ПС.....	30
3 Обеспечение безопасности и технико-экономический анализ проекта.....	32
3.1 Система молниезащиты ПС.....	33
3.2 Система заземления ПС.....	36
3.3 Расчет заземляющего контура ПС.....	37
3.4 Технико-экономический анализ проекта.....	39
Заключение.....	41
Список используемых источников.....	42

Введение

Энергетика – это неотъемлемая основа современной цивилизации, обеспечивающая жизненно важную электроэнергию для всех сфер общества. Надежное и бесперебойное электроснабжение является одним из ключевых факторов, определяющих успешное развитие экономики и обеспечение национальной безопасности.

Подстанции играют важную роль в энергосистеме, обеспечивая эффективную передачу и распределение электроэнергии. Подстанции напряжением 110/35/6 кВ выступают в качестве критического звена в этой системе, обеспечивая электроснабжение как крупных промышленных объектов, так и жилых районов, что делает их неотъемлемой частью инфраструктуры.

В процессе эксплуатации оборудование данной подстанции подвергается износу и моральному устареванию, что угрожает общей надежности работы и повышает вероятность аварийных ситуаций, а также потери в электроэнергии. Подстанции играют ключевую роль в обеспечении электроэнергией потребителей, поэтому их реконструкция с учетом современных требований и технологий является актуальной задачей.

В связи с вышеуказанными обстоятельствами возникает настоятельная необходимость в проведении реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ «Комсомольская».

Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Комсомольская» с использованием современных требований и технологий позволит повысить надежность, безопасность, эффективность и пропускную способность объекта, что обеспечит бесперебойное электроснабжение потребителей и будет способствовать развитию региона.

Целью бакалаврской работы является разработка комплексного плана реконструкции электрической части указанной подстанции с учетом современных требований и технологий.

1 Определение целей и задач реконструкции подстанции

1.1 Краткая характеристика подстанции

Подстанция 110/35/6 «Комсомольская» находится в шлюзовом районе города Тольятти по улице Куйбышева 64/2. Была введена в работу в 1990 году. На подстанции имеются два силовых трансформатора ТДТН, мощность которых 25 МВА. Уровень загрузки находится в диапазоне от 68 до 75%. На подстанции установлены РУ 110 и 35 кВ открытого исполнения и РУ 6 кВ закрытого исполнения. Основным источником питания является напряжение 110 кВ. Линии 35 кВ используются для электроснабжения и соединения следующих объектов: Шлюз-1, Шлюз-2, Комсомольск-Водозабор, Комсомольская-1. Линии 6 кВ используются для города и предприятий ТП, такие как: АО «ОРЭС Тольятти», ООО «Металл Трейд», ООО «ВоКС» и др.

Длина и ширина подстанции составляет порядка 145 на 110 метров.

Климатические особенности: ветровой район – категория III, гололёд – категория IV.

Семнадцать ячеек, из которых 12 линейных, 2 трансформаторных, 1 обходного выключателя, 1 шиносоединительного и 1 резервная, составляют сердце схемы ОРУ 110 кВ. Она основана на двух системах сборных шин с обходной системой, обеспечивающей бесперебойную работу.

Распределительное устройство 35 кВ разделено на две секции, питающие четыре воздушных линии 35 кВ. Два трансформатора связи обеспечивают рабочее питание этих секций, которые могут объединяться секционным выключателем 35 кВ. В случае обесточивания одной из секций, схема АВР автоматически включает резервный источник питания.

Схема распределительного устройства 6 кВ аналогична и обеспечивает электроснабжение фидеров потребителей и трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ.

Первая и вторая системы шин могут объединяться

шиносоединительным выключателем, позволяя гибко управлять потоками энергии. Обходной выключатель в тандеме с обходной системой шин дают возможность выводить любой выключатель в ремонт без перерыва питания. Для этого его просто заменяют на обходной.

Схема АВР, задействующая шиносоединительный выключатель, автоматически включается при отсутствии электрического потенциала на одной из систем шин, гарантируя бесперебойное электроснабжение.

На рисунке 1 показано расположение подстанции в шлюзовом районе города Тольятти:



Рисунок 1 – Местоположение ПС110/35/6 «Комсомольская»

Таким образом, ПС «Комсомольская» находится в эксплуатации 34 года и нуждается в глубокой реконструкции с возможной заменой силовых трансформаторов и коммутационного оборудования.

1.2 Формулировка целей и задач проектирования

В рамках работы определены важные задачи ВКР: произвести оценку нынешнего состояния оборудования, определить потребности в реконструкции, разработать технические решения по модернизации электрической части подстанции, провести необходимые расчеты и обосновать выбор оборудования, а также разработать проектную документацию.

В ходе работы будут изучены и решены следующие задачи:

- вопрос замены силовых трансформаторов,
- выбор электрических схем с учетом реконструкции,
- расчёт трехфазных коротких замыканий,
- составления схем замещения,
- выбор и проверка высоковольтного оборудования,
- расчёт характеристик подключаемых измерительных приборов,
- расчёт трансформаторов собственных нужд,
- расчёт четырехстержневой молниезащиты подстанции,
- расчёт общего заземления подстанции,
- сделать выводы.

Реализация проекта реконструкции позволит повысить надежность, эффективность и безопасность подстанции «Комсомольская».

Добавленное новое оборудование способствует увеличению пропускной способности подстанции и снижению потерь электроэнергии. Реконструкция подстанции также обеспечит бесперебойное электроснабжение потребителей.

Вывод по разделу 1:

В этом разделе была изучена подстанции «Комсомольская», и на основе этого определены цели и задачи ВКР для дальнейших решений по реконструкции подстанции.

2 Разработка предложений по реконструкции подстанции

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок ПС

Первый шаг к созданию эффективной и долговечной системы электроснабжения – это точный расчет электрических нагрузок. От этой оценки зависит выбор оборудования, его мощность, а также потери энергии и расходы на эксплуатацию.

Определение расчетных нагрузок является одним из важнейших этапов проектирования ПС, так как от него зависит выбор оборудования, измерительных приборов, сечения проводов и т.п.

Ниже составлена таблица 1 с почасовым подсчетом нагрузки на силовые трансформаторы подстанции:

Таблица 1 – Электрические нагрузки ПС 110/35/6 «Комсомольская»

Время t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S _{max} , МВ · А	8,41	8,40	8,35	8,61	8,62	8,44	8,57	8,26	8,46	8,41	8,40	8,35

Время t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S _{max} , МВ · А	9,11	9,30	8,85	8,91	9,13	8,99	8,57	9,21	9,01	8,76	8,74	8,38

Из таблицы следует, в течении суток один трансформатор ТДТН 25000 работает без каких-либо перегрузок, следовательно, при реконструкции подстанции нет необходимости заменять силовые трансформаторы.

Рассчитаем среднюю мощность в час трансформатора ТДТН 25000-110/35/6 на подстанции «Комсомольская»:

$$S_{max.cp} = \frac{S_{max.1} + S_{max.2} + \dots + S_{max.23} + S_{max.24}}{24}, \quad (1)$$

$$S_{max.ср} = \frac{S_{max.1} + S_{max.2} + \dots + S_{max.23} + S_{max.24}}{24} = 8,67 \text{ МВ} \cdot \text{А/ч.}$$

Уровень эффективности и надежности работы электрооборудования напрямую зависит от правильного выбора нагрузок. Если значения электрических нагрузок будут недооценены в расчетах, это приведет к повышению потерь электроэнергии в системе, а в конечном итоге - к быстрому износу оборудования и росту эксплуатационных расходов.

Ниже для наглядности составлен график почасовой нагрузки на силовой трансформатор ТДТН 25000 подстанции «Комсомольская»:



Рисунок 2 – Электрическая нагрузка трансформатора

Анализ графика наглядно демонстрирует, как наблюдается распределение нагрузки трансформатора в течение суток. Незначительные превышения мощности фиксируются в после второй половины дня. Минимальные же показатели нагрузки приходятся на первую половину дня.

Таким образом, график иллюстрирует стабильную нагрузку трансформатора ПС 110/35/6 «Комсомольская».

2.2 Выбор мощности, числа и типа трансформаторов

Подстанция 110/35/6 «Комсомольская» оснащена силовыми трансформаторами типа ТДТН.

Расшифровка названия:

- Т – трехфазный;
- Д - дутьевое охлаждение;
- Т – трехобмоточный;
- Н - регулирование напряжения под нагрузкой.

Элементы трансформатора включают в себя:

- бак,
- расширитель,
- ввод «0» ВН,
- ввод ВН,
- ввод НН,
- ввод СН,
- ввод «0» СН,
- панельный радиатор,
- устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН),
- шкаф.

Поскольку трансформаторы работают в нормальном режиме без каких-либо серьёзных неисправностях, а если и есть мелкие, то их гораздо целесообразнее решить при помощи ремонта.

Входные данные позволяют произвести реконструкцию подстанции «Комсомольская» без замены силовых трансформаторов.

На данный момент коэффициент загрузки трансформаторов составляет $k_z \approx 0,68$, что вовсе не требует их замены на более мощные.

Трансформаторы ТДТН 25000 имеют длительный срок службы (до 30 лет) и высокую нагрузочную способность, потери холостого хода и короткого замыкания на 10-15% ниже, чем у трансформаторов других типов.

Благодаря простоте в обслуживании замена масла и другие регламентные работы выполняются без демонтажа трансформатора.

«Замена силовых трансформаторов необходима только при наличии следующих неисправностей:

- шум внутри трансформатора: потрескивание, разряды.
- перегрев: значительное нагревание, увеличение тока на стороне системы.
- асимметрия обмоток: разница в сопротивлениях фаз.
- утечка масла: из кранов, корпуса, швов бака» [11].

Таким образом, реконструкция подстанции 110/35/6 «Комсомольская» не затрагивает замену силовых трансформаторов ТДТН 25000.

2.3 Выбор блок-схем и распределительных устройств ПС

В процессе разработки проекта реконструкции были изучены и проанализированы типовые схемы РУ, представленные в справочной литературе [12, 15]. Эти схемы предназначены для распределения электроэнергии на подстанциях и промышленных предприятиях и могут быть использованы в качестве основы при проектировании.

В рамках проводимых работ по реконструкции, пристальное внимание уделяется реконструкции распределительных устройств (РУ) 35 и 6 кВ. При этом РУ 110 кВ, согласно проведенным обследованиям, находится в удовлетворительном состоянии и не нуждается в капитальных вложениях.

Рекомендуемая схема для реконструкции: 35-4н (два трансформатора, ремонтная перемычка).

Альтернативная схема: 35-5н (ограниченная площадь РУ). В этом случае схема обеспечивает надежное электроснабжение и позволяет ремонтировать трансформаторы без отключения потребителей.

На рисунке 3 изображена электрическая схема на 6 кВ:

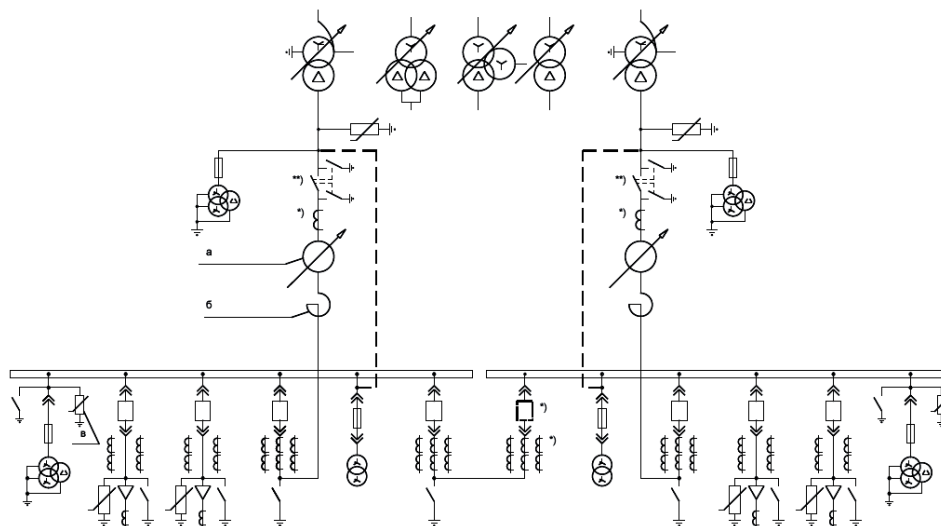


Рисунок 3 – Электрическая схема на 6 кВ

Схема РУ 6 кВ состоит из сборных шин, секционированных выключателями. К сборным шинам подключены фидеры, отходящие к потребителям. На рисунке 4 изображена электрическая схема на 35 кВ:

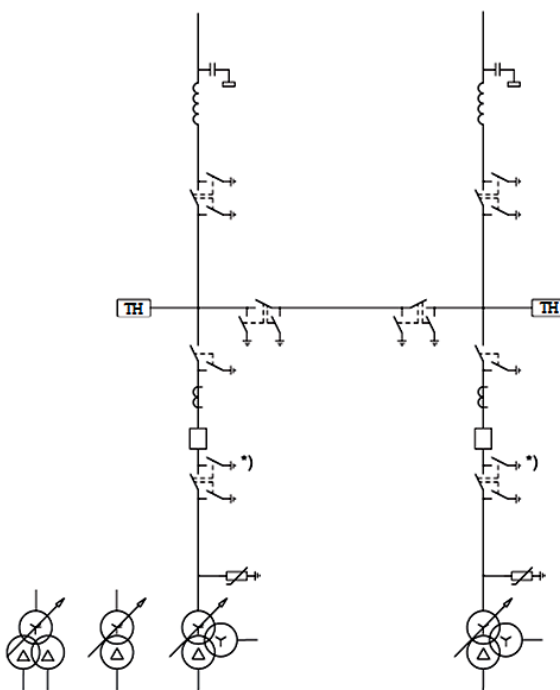


Рисунок 4 – Электрическая схема на 35 кВ

Схема РУ 35 кВ состоит из двух трансформаторов Т1 и Т2, соединенных по схеме «треугольник-звезда», так же имеет ремонтную перемычку, которая позволяет отключать один из трансформаторов для ремонта без отключения потребителей.

Преимущества рекомендуемой схемы:

- обеспечивает надежное электроснабжение потребителей,
- позволяет ремонтировать трансформаторы без отключения потребителей,
- обеспечивает возможность подключения новых потребителей,
- оптимальное соотношение цены и качества.

Анализируемые распределительные устройства напряжением 6 кВ и 35 кВ понизительной подстанции 110/35/6 «Комсомольская» подлежат реконструкции, модернизация электрических схем РУ 35 и 6 кВ позволит повысить надежность и ремонтпригодность электроснабжения потребителей.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходимо начать с приведения каталожных данных трансформатора подстанции, взятые с сайта производителя [8].

Необходимые величины, которые понадобятся для расчета трёхфазного короткого замыкания на СН и НН приводятся в расчетах.

Составляем упрощённую схему и схему замещения с системой (эквивалентная схема), с воздушной линией и трансформатором, которые изображены на рисунках 5 и 6:

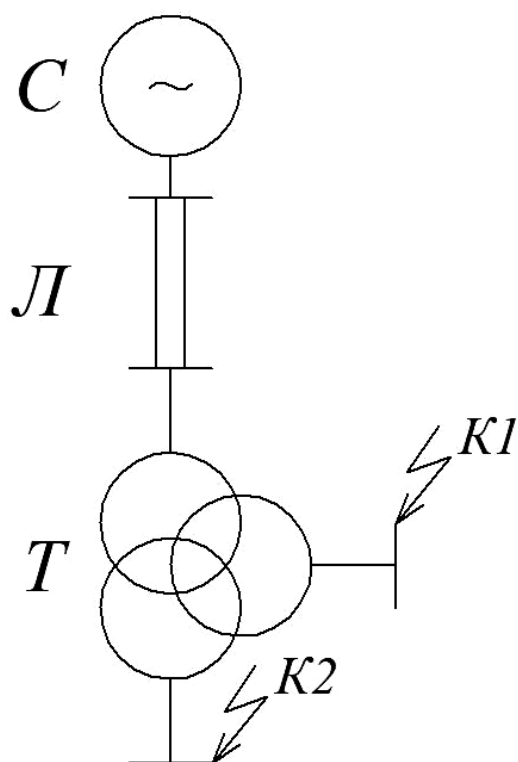


Рисунок 5 – Упрощенная схема

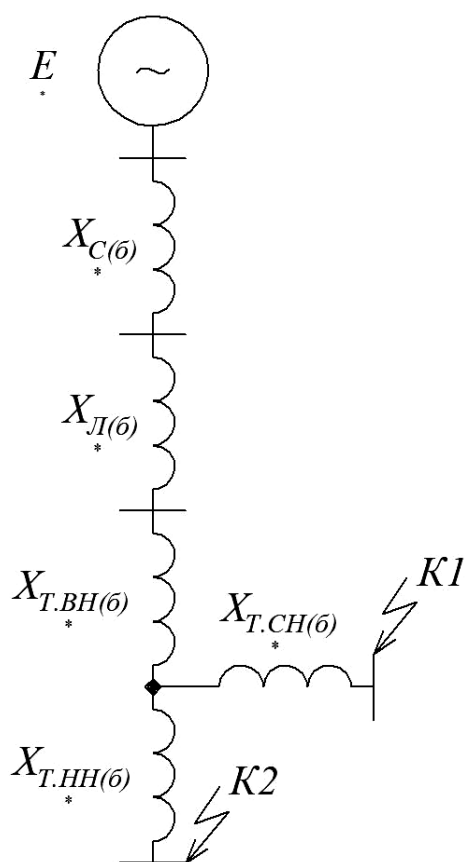


Рисунок 6 – Эквивалентная схема

«Начинаем расчёт с сопротивления системы» [15]:

$$x_{*C(6)} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (2)$$
$$x_{*C(6)} = \frac{1000}{4500} = 0,22 \text{ о. е.}$$

«Расчёт сопротивления линии $x_{*Л(6)}$ »:

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{6.B}^2}, \quad (3)$$
$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,004 \text{ о. е.} \text{ [15].}$$

Находим сопротивление каждой обмотки трансформаторе отдельно, так как трансформатор трёхобмоточный.

Затем, рассчитываем напряжение КЗ высшего напряжения обмотки:

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}), \quad (4)$$

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ \%}.$$

Используя те же формулы, рассчитываем, так же и для среднего напряжения:

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}), \quad (5)$$
$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ \%}.$$

И необходимо рассчитать следующее:

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}), \quad (6)$$
$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%}.$$

«Находим сопротивления каждой обмотки трансформатора» [9]:

$$x_{*T.i(6)} = \frac{U_{K.i}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (7)$$

$$x_{*T.BH(6)} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3 \text{ о. е.},$$

$$x_{*T.CH(6)} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = -0,1 \text{ о. е.},$$

$$x_{*T.HH(6)} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,5 \text{ о. е.}$$

«Расчёт сопротивления первой точки x_{K1} » [9]:

$$x_{K1} = x_{*C(6)} + x_{*L(6)} + x_{*T.BH(6)} + x_{*T.CH(6)}, \quad (8)$$

$$x_{K1} = 0,22 + 0,004 + 4,3 - 0,1 = 4,424 \text{ о. е.}$$

Расчёт сопротивления второй точки x_{K2} :

$$x_{K1} = x_{*C(6)} + x_{*L(6)} + x_{*T.BH(6)} + x_{*T.CH(6)}, \quad (9)$$

$$x_{K2} = 0,22 + 0,004 + 4,3 + 2,5 = 7,024 \text{ о. е.}$$

Определение базисного тока $I_{6.i}$:

$$I_{6.i} = \frac{S_{6.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{6.i}}, \quad (10)$$

$$I_{6.K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$I_{6.K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

«Далее необходимо рассчитать периодическую составляющую тока КЗ $I_{П.i}$ » [1]:

$$I_{П.i} = \frac{E''_C}{x_i} \cdot I_{6.i}, \quad (11)$$

$$I_{П.K1} = \frac{1}{4,424} \cdot 15,6 = 3,53 \text{ кА},$$

$$I_{П.K2} = \frac{1}{7,024} \cdot 91,64 = 13,05 \text{ кА}.$$

«Расчёт ударного тока КЗ» [1]:

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot I_{П.i} \cdot k_{уд.i}, \quad (12)$$
$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 3,53 \cdot 1,61 = 8,04 \text{ кА},$$
$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 13,05 \cdot 1,82 = 33,59 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов короткого замыкания сведены в таблице 3:

Таблица 3 – Итоги расчетов короткого замыкания

Точка	К1	К2
Периодический ток	3,53 кА	13,05 кА
Ударный ток	8,04 кА	33,59 кА

По итогам расчётов токов короткого замыкания, полученные данные необходимы для последующей проверки электрооборудования и расчета релейной защиты.

2.5 Выбор и проверка высоковольтного оборудования

Высоковольтное оборудование – это категория электротехнических устройств и механизмов, предназначенных для коммутации, преобразования и распределения электроэнергии с напряжением свыше 1000 вольт.

Высоковольтное оборудование используется для:

- переключения высоковольтных цепей,
- преобразования напряжения (повышение/понижение),
- распределения электроэнергии между потребителями,
- тестирования электропрочности силового электрооборудования.

«Эффективное обслуживание вовремя и высококачественный плановый ремонт являются фундаментальными элементами непрерывного энергоснабжения клиентов и безотказной работы любого предприятия.

Эти мероприятия представляют собой сложный комплекс, направленный на своевременное обнаружение и устранение выявленных дефектов в процессе эксплуатации и осмотров.

Качество этих мероприятий и работ напрямую влияет на долговечность всего электрооборудования в целом» [14].

Высоковольтное оборудование играет ключевую роль в энергосистемах. Соблюдение строгих требований к его проектированию, эксплуатации, обслуживанию и ремонту является залогом бесперебойной работы, безопасности и долговечности.

Проверка высоковольтного оборудования должна проводиться в соответствии с стандартами:

- ПУЭ,
- правила по ОТ,
- инструкции заводов-изготовителей,
- другие нормативные акты, утвержденные в установленном порядке.

Ниже приведены таблицы с выбранным оборудованием и их каталожными данными для подстанции 110/35/6 «Комсомольская».

После выбора силового оборудования на 35, 10, и 6 кВ с сайтов производителей, необходимо проверить его, подходит ли оно для реконструкции подстанции. В качестве документации для проверок выбранного оборудования выступают ГОСТы, ТУ, и используемая литература [1, 4, 5, 6, 7].

«Распределительное устройство выбрано КРУ-СЭЩ-70» [12].

Начинаем с проверки выключателя ВВН-СЭЩ-35-25/1000.

«Проверка по номинальному напряжению:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\leq U_{\text{сет.ном}}, \\ 35 \text{ кВ} &\leq 35 \text{ кВ}. \end{aligned} \tag{13}$$

Расчёт максимального тока:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (14)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,4 \text{ А.}$$

Проверка по максимальному рабочему току:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15)$$

$$577,4 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Проверка по отключающей способности симметричного тока:

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (16)$$

$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА.}$$

Определение ТАУ:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (17)$$

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Определение аperiodической составляющей тока:

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (18)$$

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,05 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 0,35 \text{ кА.}$$

Расчёт номинального тока отключения аperiodической составляющей тока:

$$I_{\text{а,ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{а,ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \right) \cdot 25 = 11,31 \text{ кА.}$$

Проверка по отключающей способности аperiodической составляющей тока:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}}, \quad (20)$$
$$0,35 \text{ кА} \leq 11,31 \text{ кА}.$$

Проверка по включающей способности:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (21)$$
$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (22)$$
$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (23)$$
$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (24)$$
$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

Определение полного времени отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (25)$$
$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}.$$

Определение теплового импульса:

$$B_{\text{к.кз}} = I_{п,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (26)$$
$$B_{\text{к.кз}} = (3,53 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,07 + 0,02) = 1,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Определение теплового импульса, который способен выдержать выключатель:

$$B_{\text{К.ВЫК}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (27)$$

$$B_{\text{К.ВЫК}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 43,76 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_{\text{К}} \leq B_{\text{К.ВЫК}}, \quad (28)$$

$$1,12 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 43,76 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка выключателя 35 кВ успешно произведена» [3].

«Проверим выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 13:

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Определение максимального тока по формуле 14:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3367 \text{ A}.$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 14:

$$3367 \text{ A} \leq 4000 \text{ A}.$$

Проверка по отключающей способности симметричного тока по формуле 15:

$$13,05 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Определение ТАУ по формуле 16:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Определение апериодической составляющей тока по формуле 17:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,05 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 8,3 \text{ кА.}$$

Определение номинального тока отключения апериодической составляющей тока по формуле 18:

$$I_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 50 = 28,28 \text{ кА.}$$

«Проверка по отключающей способности апериодической составляющей тока» [1] по формуле 19:

$$8,3 \text{ кА} \leq 28,28 \text{ кА.}$$

Проверка по включающей способности по формулам 20 и 21:

$$\begin{aligned} 13,05 \text{ кА} &\leq 50 \text{ кА,} \\ 33,59 \text{ кА} &\leq 125 \text{ кА.} \end{aligned}$$

«Проверка по электродинамической стойкости по формулам 22 и 23» [1]:

$$\begin{aligned} 13,05 \text{ кА} &\leq 50 \text{ кА,} \\ 33,59 \text{ кА} &\leq 125 \text{ кА.} \end{aligned}$$

«Определение полного времени отключения по формуле 24» [1]:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

«Определение теплового импульса по формуле 25» [1]:

$$B_{\text{к.кз}} = (13,05 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 18,73 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Определение теплового импульса, который способен выдержать выключатель по формуле 26:

$$B_{\text{к.вык}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

Проверка по термической стойкости по формуле 28:

$$18,73 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка выключателя 6 кВ успешно произведена» [3].

«Проверим разъединитель РГП-СЭЩ-35/630 УХЛ1.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 13:

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 15:

$$577,4 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости по формулам 24:

$$8,04 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}.$$

Определение теплового импульса, который способен выдержать выключатель по формуле 27:

$$B_{\text{к.раз}} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 10,94 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка по термической стойкости по формуле 28:

$$1,12 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq 10,94 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Проверка разъединителя 35 кВ успешно произведена» [4].

«Проверим трансформаторы тока ТВ-СЭЩ-35-0,2S-10-600/5 О4 и ТВ-СЭЩ-35-10P-10-600/5 О4.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 13:

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 15:

$$577,4 \text{ А} \leq 600 \text{ А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости по формуле 24:

$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

Определение теплового импульса, который способен выдержать выключатель по формуле 27:

$$B_{\text{к.тт}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 43,75 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Проверка по термической стойкости по формуле 28:

$$1,12 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq 43,75 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Затем произведём проверку по вторичной нагрузке» [6].

«Измерительные приборы выбраны с сайта производителя различного оборудования.

Определение номинального сопротивления нагрузки вторичной цепи:

$$Z_{2.\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \tag{29}$$
$$Z_{2.\text{НОМ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} \tag{7}.$$

Под реконструкцию подходят подключаемые измерительные приборы по типу амперметра Э47 600/5А в количестве 1 шт., с мощностью 1 ВА.

Определяем суммарное сопротивление всех приборов по формуле 29:

$$R_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Определение сопротивления проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (30)$$
$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,04 - 0,05 = 0,31 \text{ Ом.}$$

Определение сечения проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (31)$$
$$s = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,31} = 3,95 \text{ мм}^2.$$

«Выбираем сечением проводов 4 мм².

Проверка трансформаторов тока 35 кВ успешно произведена.

Далее проверяем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5S/10P-10/10-3400/5 У2» [6].

«Проверка по номинальному напряжению по формуле 13» [6]:

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

«Проверка по максимальному рабочему току по формуле 15» [11]:

$$3367 \text{ А} \leq 3400 \text{ А.}$$

«Проверка по электродинамической стойкости по формуле 24» [11]:

$$33,59 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА.}$$

«Определение теплового импульса, который способен выдержать выключатель по формуле 27» [11]:

$$B_{\text{к.тт}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка по термической стойкости по формуле 28:

$$18,73 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 96 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Далее проверяем по вторичной нагрузке.

Проверим вторичную обмотку для подключения выбранных измерительных приборов, это будут амперметр, ваттметр и счетчики, которые выбираются с сайта производителя [7, 8]. Определяем номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле 29:

$$Z_{2.\text{НОМ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Затем определяем «суммарное сопротивление всех приборов по формуле 29:

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,2}{5^2} = 0,088 \text{ Ом}$$

Определение сопротивления проводов по формуле 30:

$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,088 - 0,1 = 0,212 \text{ Ом.}$$

Определение сечения проводов по формуле 31:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,212} = 0,33 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение проводов 2,5 мм².

Проверка трансформаторов тока 6 кВ успешно произведена.

Выбирается НАЛИ-СЭЩ-6-0,5-75 У2.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 13» [6]:

$$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 6 \text{ кВ.}$$

В качестве подключаемых измерительных приборов будут использованы вольтметр VMA961, ваттметр Ц42303, счётчик активной и реактивной энергии НЕВА МТ 324.

«Определение суммарной мощности подключенных измерительных приборов» [11]:

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum S_{\text{пр}} \cdot \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum S_{\text{пр}} \cdot \sin \varphi\right)^2}, \quad (32)$$
$$S_2 = \sqrt{(1 + 1 + 40 \cdot 0,38)^2 + \left(\sum 40 \cdot 0,93\right)^2} = 41 \text{ ВА,}$$

Проверка допустимой вторичной нагрузки:

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_2, \quad (33)$$
$$75 \text{ ВА} \geq 41 \text{ ВА.}$$

Оборудование прошли все необходимые испытания и соответствуют заявленным характеристикам. Ниже на рисунке 7 изображен вольтметр VMA961:



Рисунок 7 – Вольтметр VMA961

По итогам выбора и расчёта высоковольтного оборудования на напряжения 35 кВ и 6 кВ, определено, что выбранное оборудование успешно проходит по проверкам и идеально подходит под реконструкцию подстанции.

2.6 Реконструкция системы собственных нужд

На подстанции в ходе реконструкции планируется установка двух трансформаторов собственных нужд для обеспечения ее питания [14].

Выбранные в этом разделе трансформаторы собственных нужд будут использоваться для различных целей, таких как:

- освещение РУ,
- освещение ЗРУ,
- освещение помещений,
- отопление,
- бытовые приборы,
- подогрев выключателей 110, 35, 10 кВ,

- приводы оборудования,
- охлаждение силовых трансформаторов,
- системы безопасности и защиты.

Общая мощность всех затрагиваемых элементов подключаемых к трансформаторам собственных нужд составляет 211 кВт.

Расчёт мощности трансформаторов:

$$S_T \geq 0,7 \cdot S_{\text{Оборуд.}} \quad (34)$$

$$S_T \geq 0,7 \cdot 211 = 147,7 \text{ кВА.}$$

Трансформаторы собственных нужд с масляным охлаждением (ТМГ) серии ТМГ-160/6 предназначены для питания электроприемников собственных нужд подстанций напряжением 6 кВ.

Основные характеристики ТМГ 160/6:

Номинальная мощность: 160 кВА,

Номинальное напряжение: 6(10) кВ на стороне высокого напряжения и 0,4 кВ на стороне низкого напряжения,

Частота: 50 Гц,

Схема соединения обмоток: Д/У,

Регулировка напряжения: ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$,

Система охлаждения: естественная масляная,

Вес: 1600 кг,

Габариты: 2100x1000x1200 мм,

Низкие потери холостого хода под нагрузкой экономят электроэнергию. Защитные устройства, чем будут обеспечены трансформаторы гарантируют безопасную эксплуатацию в ходе работы. Благодаря доступной цене делает его приоритетным трансформатором в ходе реконструкции подстанции «Комсомольская».

Ниже, на рисунке 8 изображен трёхфазный масляный трансформатор серии ТМГ-160/6, изображение которого взято с сайта производителя [7]:



Рисунок 8 – Трёхфазный масляный трансформатор серии ТМГ-160/6

В результате проведенного анализа и расчетов были определены два трансформатора ТМГ-160/6, которые оптимально подходят для реконструкции системы СН подстанции.

2.7 Расчёт релейной защиты силового трансформатора ПС

В этом разделе была разработана и рассчитана релейная защита для силового трансформатора ТДТН 25000 подстанции «Комсомольская», соответствующий чертёж графической части расположен отдельно с другими чертежами ВКР.

«Релейная защита силового трансформатора подстанции предназначена для его защиты от разных видов повреждений, например:

- междуфазные короткие замыкания,
- однофазные замыкания на землю» [14],
- витковые КЗ,
- перегрузки.

РЗ должна быть селективной, то есть отключать только поврежденный участок сети, не затрагивая неповрежденные.

Для защиты применяются различные виды РЗ:

- токовая отсечка,
- максимальная токовая защита,
- дифференциальная токовая защита,
- защита от замыканий на землю.

Выбор вида РЗ зависит от типа трансформатора, его мощности, режима работы и других факторов.

Вывод по разделу 2:

В ходе работы был проведен анализ высоковольтного оборудования подстанции, в ходе его решения было рассчитано и выбрано новое высоковольтное оборудование, проверки по которым они прошли, были успешно произведены. Было определено, что замена силовых трансформаторов вовсе не требуется, а вот оборудование на 35 кВ и 6 кВ было заменено, так же была обновлена и модернизирована релейная защита подстанции и составлены соответствующие чертежи.

3 Обеспечение безопасности и технико-экономический анализ проекта

Электрические установки представляют собой значительный источник опасности. Сила тока, протекающего через тело человека при таком контакте, определяет тяжесть электротравмы.

Для предотвращения электротравматизма необходимо использовать как организационные, так и технические меры:

Организационные:

- инструктажи,
- допуски к работе,
- надзор во время работы.

Важную роль в обеспечении электробезопасности играет правильная организация обслуживания ЭУ.

В рамках системы электробезопасности должны проводиться:

- визуальные осмотры,
- измерения сопротивления изоляции,
- проверка защитных устройств,
- испытания электроустановок повышенным напряжением.

Целью данных мероприятий является выявление потенциальных неисправностей и дефектов, которые могут привести к электротравмам.

В соответствии с технико-экономическими нормативными документами [9, 11, 14] необходимо обеспечить технические мероприятия для безопасной эксплуатации объектов, а также произвести экономический анализ проекта с соответствующими формулами для рационального подсчёта затрат на закупку оборудования и монтаж его.

Для обеспечения эффективной работы зануления PEN-проводник соединяют со всеми заземленными металлическими конструкциями. Запрещается установка плавких вставок и выключателей в PEN-проводнике, так как это может привести к снижению его защитных функций.

«Максимальное необходимое расстояние между молниеотводами:

$$\begin{aligned} L_{\text{макс}} &= 4,75 \cdot h, \\ L_{\text{макс}} &= 4,75 \cdot 30 = 142,5 \text{ м.} \end{aligned} \quad (36)$$

Расстояние входит в данные рамки, следовательно есть провес. Провеса между молниеотводами по ширине и длине не будет.

Расчёт высоты конуса:

$$\begin{aligned} h_o &= 0,8 \cdot h, \\ h_o &= 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м.} \end{aligned} \quad (37)$$

Радиус конуса:

$$\begin{aligned} r_o &= 0,6 \cdot h, \\ r_o &= 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ м.} \end{aligned} \quad (38)$$

Провес между молниеотводами для диагонали:

$$\begin{aligned} h_c &= \frac{L_{\text{макс}} - L}{L_{\text{макс}} - L_c} \cdot h_o, \\ h_{\text{с.диаг}} &= \frac{142,5 - 68}{142,5 - 67,5} \cdot 24 = 23,84 \text{ м.} \end{aligned} \quad (39)$$

Провес есть, хоть он и не большой.

Определяем провес между молниеотводами для ширины и длины:

$$\begin{aligned} h_c &= h_o, \\ h_{\text{с.ширина}} &= 24 \text{ м,} \\ h_{\text{с.длина}} &= 24 \text{ м.} \end{aligned} \quad (40)$$

Соответственно, провес отсутствует.

Далее находим радиус зоны на максимальной высоте:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (41)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м.}$$

Расчёт длины в центре:

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (42)$$

$$l_{x.\text{диаг}} = \frac{68}{2} = 34 \text{ м,}$$

$$l_{x.\text{шир}} = \frac{26}{2} = 13 \text{ м,}$$

$$l_{x.\text{длина}} = \frac{62}{2} = 31 \text{ м.}$$

Расчёт радиуса горизонтального сечения в центре между стержнями» [13]:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (43)$$

$$r_{cx.\text{диаг}} = \frac{24 \cdot (23,84 - 12)}{23,84} = 12 \text{ м,}$$

$$r_{cx.\text{шир}} = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м,}$$

$$r_{cx.\text{длин}} = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м.}$$

Данный расчёт обеспечивает защиту подстанции, аналогично предыдущей, так как ее характеристики практически идентичны.

В большинстве случаев удар молнии приводит к перенапряжению, которое может серьезно повредить оборудование.

В некоторых случаях между стержнями могут быть установлены тросы для уменьшения значимых просадок защиты.

Таким образом, расчет молниезащиты ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» был успешно произведён.

3.2 Система заземления ПС

Одним из ключевых элементов, обеспечивающих безопасность персонала на подстанции, является система заземления, которая отводит ток в землю при пробое изоляции или других аварийных ситуациях.

«Элементы, подлежащие заземлению:

- резервуар силового трансформатора,
- бак высоковольтного выключателя,
- корпус различного оборудования,
- металлические элементы шинных порталов,
- металлическая оболочка кабельных линий, концевые и соединительные кабельные муфты с металлическим корпусом,
- металлические гладкостенные и гофрированные трубы, прокладываемые для электропроводки,
- дверцы, ограждения, корпуса распределительных щитов и шкафов с оборудованием,
- вторичные обмотки трансформаторов тока и трансформаторов напряжения» [13].

Заземление будет состоять из:

- заземлитель,
- заземляющий проводник.

Требования к сопротивлению заземления электроустановок свыше 1кВ:

- эффективно заземленная нейтраль: $\leq 0,5 \text{ Ом}$,
- изолированная нейтраль: $\leq 10 \text{ Ом}$, но $\geq 250/I_3$,

Точный выбор сечения проводников зависит от многих факторов, таких как:

- ток нагрузки,
- длина кабеля,
- материал проводника,
- условия прокладки.

3.3 Расчёт заземляющего контура ПС

Электрический ток – невидимая, но могучая сила, таящая в себе опасность. При прохождении через тело человека ток 90-100 мА и выше, даже на долю секунды, может стать смертельным.

Путь тока и индивидуальные особенности человека также влияют на тяжесть поражения. Не стоит недооценивать опасность: даже меньший ток может привести к трагедии.

Заземление – это ключевая мера защиты персонала, обслуживающего электроустановки.

Рассмотрим создание низкоомного пути для отвода тока в случае пробоя изоляции.

Преимущества заземления:

- снижение потенциала на корпусах оборудования до безопасного уровня,
- шунтирование тока в землю, минуя тело человека,
- обеспечение безопасности персонала при работе с электроустановками.

Цель этого раздела определить параметры заземляющего контура подстанции, обеспечивающие требуемое сопротивление растеканию тока.

Необходимо рассчитать заземление подстанции с исходными данными:

- площадь поперечного сечения электрода: $2979,2 \text{ мм}^2$,
- сопротивление грунта: 1000 Ом,
- приложенное напряжение: 500 В,
- масса электрода: 0,5 кг,
- длина электрода: 5 м,
- удельное сопротивление грунта: 30 Ом м,
- толщина электрода: 0,7 м.

Для начала определим напряжение прикосновения:

$$U_3 = \frac{U_{\text{доп.прик}} \cdot (R_{\text{ч}} + 1,5 \cdot \rho) \cdot \left(\frac{l_{\text{Б}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}{M \cdot R_{\text{ч}}}, \quad (44)$$

$$U_3 = \frac{500 \cdot (1000 + 1,5 \cdot 30) \cdot \left(\frac{5 \cdot 1309,97}{5 \cdot \sqrt{2979,2}}\right)^{0,45}}{0,5 \cdot 1000} = 4,34 \text{ кВ.}$$

«Расчёт количества вертикальных заземлителей по контуру:

$$n_{\text{Б}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{Б}}}, \quad (45)$$

$$n_{\text{Б}} = \frac{\sqrt{2979,2} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 43,67 = 44.$$

Общая длина горизонтальных заземлителей:

$$L_{\text{Г}} = \sqrt{S} \cdot n_{\text{Г}}, \quad (46)$$

$$L_{\text{Г}} = \sqrt{2979,2} \cdot 24 = 1309,97 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{Б}} = l_{\text{Б}} \cdot n_{\text{Б}}, \quad (47)$$

$$L_{\text{Б}} = 5 \cdot 44 = 220 \text{ м.}$$

Затем находим сопротивление заземлителя» [13]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\text{Б}} + L_{\text{Г}}} = \left(0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{Б}} + t}{\sqrt{S}}\right) \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\text{Б}} + L_{\text{Г}}}, \quad (48)$$

$$R_3 = \left(0,38 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2979,2}}\right) \cdot \frac{30}{\sqrt{2979,2}} + \frac{30}{220 + 1309,97} = 0,21 \text{ Ом.}$$

$R < 0,5 \text{ Ом}$, это значит что заземление рассчитано успешно.

Расчет выполнен в соответствии с ПУЭ.

Полученные результаты:

- напряжение прикосновения 4,34 кВ,
- вертикальные заземлители 44 шт.,
- горизонтальные заземлители 24 шт.,
- длина горизонтальных заземлителей 1301 м,
- длина вертикальных заземлителей 220 м,
- сопротивление заземления 0,21 Ом.

В итоге, расчет заземления подстанции 110/35/6 кВ «Комсомольская» успешно выполнен. Полученные результаты соответствуют требованиям ПУЭ.

3.4 Технико-экономический анализ проекта

Успешная реализация любого проекта, будь то запуск нового продукта, расширение производства или внедрение инновационной технологии, напрямую зависит от грамотного обоснования его целесообразности и экономической эффективности. В этом контексте технико-экономическое обоснование играет ключевую роль, предоставляя инвесторам и другим заинтересованным сторонам комплексную картину проекта с точки зрения его технических, финансовых и оценочных аспектов.

Складывая все факторы капитальных вложений, в проект реконструкции включаются стоимость самого проекта, расходы на монтаж нового оборудования и стоимость самого оборудования:

$$K = K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}} \quad (49)$$

Для реконструкции ПС будет закуплено следующее оборудование:

- ВВН-СЭЩ-35-25/1000 - 1 шт. (1 700 000 рублей),
- ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 - 1 шт. (707 890 рублей),
- РГП-СЭЩ-35/630 - 1 шт. (990 870 рублей),

- ТВ-СЭЩ-35-0,2S-10-600/5 - 1 шт. (78 750 рублей),
- ТВ-СЭЩ-35-10P-10-600/5 - 1 шт. (80 320 рублей),
- ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5S/10P-10/10-2100/5 - 1 шт. (21 000 рублей),
- НАЛИ-СЭЩ-6-0,5-75 - 1 шт. (51 760 рублей),
- ОЩ-СЭЩ-35 - 1 шт. (68 600 рублей),
- ОПН-П-35 - 1 шт. (29 000 рублей),
- ОПН-П-6 - 1 шт. (21 000 рублей),
- ТМГ-160/6 - 2 шт. (220 800 рублей),
- VM-A961 - 1 шт. (1 412 рублей),
- Ц42303 - 1 шт. (10 513 рублей),
- НЕВА МТ 324 1.0 AR E4BS29 - 3 шт. (8 200 рублей),

«Расходы на монтаж оборудования – это 20% от цены устанавливаемого электрооборудования» [14].

Капиталовложение на приобретение и монтаж электрооборудования составили: на оборудование 3990115 руб., на монтаж 798022 руб.

Общие капиталовложения на реконструкцию подстанции рассчитаем по формуле 49:

$$K = 3990115 + 798022 = 4788137 \text{ руб.}$$

Вывод по разделу 3:

В данном разделе произведено обеспечение безопасности персонала на подстанции, анализирована и модернизирована система молниезащиты и заземления подстанции.

Также произведена оценка экономической эффективности внедрения проекта, предусматривающего реконструкцию подстанции на сумму 4788137 рублей.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была разработана реконструкция подстанции 110/35/6 «Комсомольская».

На первом этапе был проведен детальный анализ существующей инфраструктуры подстанции. В него вошли: оценка нагрузки потребителей, определение списка основных потребителей, анализ собственной нагрузки подстанции, изучение установленной защиты, оценка загруженности силовых трансформаторов, учет климатических условий, анализ параметров и установленного оборудования.

По результатам анализа было установлено, что силовые трансформаторы загружены на 70%, что не требует их замены. Электрические схемы РУ 35 кВ и 6 кВ также были сохранены. Отказ от замены на 35 кВ был обусловлен ограниченным пространством, а на 6 кВ – отсутствием необходимости во второй сборке шин. Был произведен расчет тока трехфазного КЗ, на основании которого проверено соответствие существующего оборудования новым параметрам. Также было подобрано новое оборудование на 35 кВ и 6 кВ. Для 6 кВ, из-за отсутствия полного перечня оборудования, был выбран аналог на 10 кВ, схожий по габаритам.

Для обеспечения собственных нужд подстанции были выбраны трансформаторы, соответствующие ее новой нагрузке. Релейная защита не заменялась, так как силовые трансформаторы остались прежними. В то же время, были обновлены системы молниезащиты и защитного заземления.

В рамках проекта было создано шесть чертежей формата А1.

Данная реконструкция позволит:

- повысить надежность и безопасность работы подстанции,
- улучшить качество электроснабжения потребителей,
- снизить потери электроэнергии,
- увеличить пропускную способность подстанции.

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2007. 41 с.
2. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартинформ, 2007. 32 с.
3. ГОСТ 12.1.038–2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. Введ. 1984-07-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. 8 с.
4. ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартинформ, 2007. 51 с.
5. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандарт информ, 2016. 40 с.
6. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2019. 39 с.
7. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения 03.02.2024)
8. ООО «ЭТМ». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.etm.ru> (дата обращения 03.02.2024)
9. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
10. Продавец различного оборудования «ВсеИнструменты». [Электронный ресурс]. URL: vseinstrumenti.ru (дата обращения 03.02.2024)
11. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦЭНАС, 2015. 152 с.

12. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
13. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИОРГРЭС, 2017. 69 с.
14. СТО 70238424.29.240.10.013-2009. Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования. НП ИНВЭЛ. 2009. 76 с.
15. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
16. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.
17. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. 368
18. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. Newnes, 2005. 290 с/
19. IEEE. Guide for safety in AC substation grounding. 2016. 192 p.
20. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017