

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 110/10 кВ
«Юрьевская»

Обучающийся

Р.В. Певнев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти, 2023

Аннотация

В рамках представленной ниже выпускной квалификационной работы изложен процесс расчета электрической части понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская».

Описан расчет основных параметров нагрузки, обеспечение которой возложено на вышеозначенный объект, выбор основного электрооборудования, в число которого входят силовые трансформаторы подстанции, силовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения на стороне 110 кВ и 10 кВ и иное электрооборудование. Освещается вопрос проверки соответствия данного оборудования на соответствие требованиям сети. Формализуются требования к системе оперативного тока, системе молниезащиты и параметрам релейной защиты.

Результатом выполнения работы является предварительный проект реконструкции понизительной трансформаторной подстанции, выполненный с учетом современных нормативно-технических актов и правил.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 55 страниц, содержит 14 таблиц, 6 рисунков, список используемых источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Определение цели и задач реконструкции.....	6
1.1 Общая характеристика подстанции.....	7
1.2 Цели и задачи реконструкции.....	10
2 Реконструкция основного оборудования подстанции.....	14
2.1 Анализ нагрузки подстанции.....	14
2.2 Выбор силового трансформатора подстанции.....	17
2.3 Расчет токов коротких замыканий и выбор коммутационного оборудования.....	25
3 Реконструкция вспомогательного оборудования и системы собственных нужд.....	35
3.1 Реконструкция вспомогательного оборудования.....	35
3.2 Реконструкция системы собственных нужд.....	46
3.3 Молниезащита и система заземления подстанции.....	48
Заключение.....	52
Список используемых источников.....	54

Введение

Долгие годы развития инженерной мысли, в ходе которых лучшие умы всех сфер науки трудились над сложнейшими прогрессивными вопросами не могли остаться без результата. Человечество все выше поднимается по ступеням научно-технического развития, покоряя новые горизонты и стремясь объять то, что раньше было лишь уделом научной фантастики. Находясь в числе наиболее развитых стран мирового сообщества, Российская Федерация достойно держит планку прогресса. Разрабатываются и внедряются в промышленность и быт новые технологии, сопряженные с разумной глобализацией экономики. Улучшается благосостояние и просвещённость населения.

Нельзя не отметить, что с ростом количества и технической оснащённости объектов инфраструктуры неизбежно растут и их энергозатраты. Несмотря на повсеместную интеграцию энергоэффективных решений, ежегодно государственная энергосистема сталкивается с дефицитом мощности. Не обошла стороной данная тенденция и систему электроснабжения. На всех уровнях: от генерации до финального распределения, существует необходимость в постоянном развитии объектов электроэнергетики как в количественном, так и в качественном аспекте.

Одним из наиболее подверженных данной проблеме звеньев распределительной сети являются трансформаторные подстанции класса напряжения 110/10 кВ, осуществляющие финальное преобразование высокого напряжения к среднему для нужд местного распределения среди групп конечных потребителей.

В 2023 году Министерством энергетики Российской Федерации были утверждены схема и программа развития электроэнергетических систем России до 2028 года. Она предусматривает строительство, либо реконструкцию более, чем 700-т трансформаторных подстанций по всей территории Российской Федерации.

В числе данных подстанций значится подстанция (ПС) 110/10 кВ «Юрьевская», расположенная на северо-западной окраине города Новосибирск близ села Криводановка.

Построенная в 1965 году подстанция на данный момент имеет высокую степень общего износа как в плане строительных конструкций, так и электрической части. Еще одной существенной проблемой является значительный рост жилого фонда и количества небольших промышленных предприятий в зоне ответственности подстанции. Уже сейчас есть понимание того, что ПС 110/10 кВ «Юрьевская» не может обеспечить мощность всех заявленных потребителей, по состоянию на март 2023 года работая на 110% номинальной мощности при задействовании двух трансформаторов.

Такая ситуация приводит к перегреву токоведущих частей силовой цепи, повышенному износу силовых трансформаторов и ускоренному старению изоляционных материалов. Эксплуатация в критических режимах приводит к учащению аварийных отключений.

По состоянию на весну 2023 года постоянные аварийные ремонты и планово-предупредительное обслуживание уже не может решить проблему роста подключаемой мощности и критического износа основного силового оборудования.

На основании вышеизложенной информации ПС 110/10 кВ «Юрьевская» была внесена в программу развития с планом сдачи объекта в 2025 году. На данный момент подана заявка на формирование проекта реконструкции подстанции. В рамках исполнения данной заявки в рамках выпускной квалификационной работы считается необходимым произвести разработку предварительного проекта реконструкции электрической части объекта.

Таким образом, целью выпускной квалификационной работы является формирование предварительного проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская».

1 Определение цели и задач реконструкции

Начальным этапом работы над любым проектом является определение основной цели и промежуточных задач, которые необходимо выполнить для достижения данной цели. Не является исключением и осуществление реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции.

В первую очередь после получения задания на выполнение ВКР и перед началом реконструкции необходимо определить приоритетные направления работы. В свою очередь, для этого нужно произвести комплексный анализ текущего состояния электрической части подстанции, выявить наиболее слабые места в конструкции силовых, управляющих и контрольных сетей, силового, защитного и коммутационного оборудования и иных аспектов.

Следующим этапом является формирование проекта реконструкции объекта с использованием наиболее современных технических решений, обеспечивающих надежность и долговечность проектируемой конструкции на длительном интервале времени. Необходимо оговориться, что при проектировании необходимо учитывать не только текущую, но и перспективную нагрузку. Это позволит отсрочить дату следующей капитальной реконструкции и обеспечить запас технологической устойчивости.

Заключительным этапом является подготовка сопроводительных документов и защита выпускной квалификационной работы. Несмотря на то, что ВКР не является финальным рабочим проектом, по которому будет осуществляться реконструкция объекта, технические решения, принятые в ходе ее выполнения, могут быть положены в основу последующих проектно-исследовательских работ (ПИР) и снизить трудоемкость проектирования.

Произведем анализ текущего состояния объекта для выяснения наиболее критичных направлений работы.

1.1 Общая характеристика подстанции

Понизительная трансформаторная подстанция 110/10 кВ «Юрьевская» расположена к северо-западу от г. Новосибирск на южной окраине села Криводановка. В зону ответственности подстанции входит обеспечение электрической энергией н.п. Криводановка, прилегающих к нему предприятий легкой промышленности, в том числе специализирующихся на переработке сельскохозяйственной продукции, а также окрестных населенных пунктов (Катково, Буньково, Марусино, Приобский, Кудряшовский и т.д.) по линиям класса напряжения 10 кВ. Подстанция находится в сфере ответственности АО «РЭС».

Изначально характер функционирования потребителей подразумевал питание в соответствии категорией надежности II по [8], однако в соответствии с последней информацией, в связи с ростом села Криводановка и открытием в нем нового поликлинического комплекса с хирургическим и реанимационным отделением, все больше заявителей требуют наличия возможности подключения по категории надежности I.

Особенно данные требования актуальны на фоне частых отключений, обусловленных высокой степенью износа перегруженного оборудования. В ходе обследования объекта выявлены следующие основные положения.

По типу подключения к распределительной сети подстанция является тупиковой.

В соответствии с информацией, которая была получена от представителей АО «РЭС» ПС 110/10 кВ «Юрьевская» на протяжении всего срока эксплуатации неоднократно подвергалась частичной модернизации в рамках различных программ министерства энергетики. Однако силовые трансформаторы ТДН-10000/110/10 кВ, установленные на подстанции в 1965 году уже неоднократно выработали заявленный срок эксплуатации (25 лет), чем обуславливается их неудовлетворительное, несмотря на частые ремонты, техническое состояние. В силу проблемного технического состояния

требуется постоянное дежурство на подстанции персонала АО «РЭС», что влечет за собой дополнительные расходы.

В ходе осмотра открытого распределительного устройства, проведенного в соответствии с [13] выявлено, что оно выполнено по схеме 110-4Н (в соответствии с альбомом [11]). Данная схема предусматривает два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линии. Силовые выключатели со стороны линии отсутствуют – вместо них используется комбинация короткозамыкатель – заземлитель. Несмотря на дешевизну данной схемы, на практике вся ответственность за отключение линии при КЗ накладывается на выключатель вышестоящей опорной подстанции. Это усложняет схему релейной защиты и в конечном итоге может привести к полному выгоранию линии при отказе вышестоящей защиты. Ранее такая схема применялась повсеместно, однако сейчас она требует серьезнейшего технико-экономического обоснования [10].

Отделители и короткозамыкатели подвергались замене в 1989 году в связи с критическим состоянием высоковольтных изоляторов. Фотография ОРУ 110 кВ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1– ОРУ 110 кВ ПС 110/10 кВ «Юрьевская»

Произведен осмотр комплектного распределительного устройства на стороне 10 кВ подстанции. Выявлено, что распределительное устройство выполнено по двухсекционной схеме с ручной переключкой. В связи с тем, что требование к наличию на подстанции резервирования в соответствии с категорией надежности I по [8] было введено относительно недавно, резервирование, как уже указывалось ранее, осуществлялось в соответствии с категорией надежности II.

Конструктивно КРУ-10 выполнено в форме шкафов, внешний вид которых представлен на рисунке 2



Рисунок 2 – КРУ-10 ПС 110/10 кВ Юрьевская

Ранее данные шкафы неоднократно подвергались частичной модернизации. Так были реконструированы вышедшие из строя трансформаторы собственных нужд, часть защитного оборудования.

Несмотря на то, что первоначально конструкция предусматривала климатическое исполнение УХЛ1, повсеместное старение уплотнителей привело к тому, что внутрь корпусов стала проникать влага, вызывающая отключения оборудования и перерывы питания. Учитывая общий износ и высокую степень корродированности шкафов, текущий ремонт и герметизация дыр уже не способны решить проблему.

В соответствии с данными о работе подстанции в течение последнего календарного года наблюдаются частые отказы в срабатывании вентильных разрядников, которые приводят к постоянным сбоям в работе из-за набегающих волн перенапряжения.

Как можно заключить из вышеизложенного, понизительная трансформаторная подстанция 110/10 кВ «Юрьевская» имеет высокую степень общего износа и нуждается в реконструкции. В особенности тяжело дело обстоит с электрической частью подстанции, что обусловлено выработкой ресурса, старением изоляционных материалов и общим моральным устареванием на фоне растущих нагрузок. На основании этого существует необходимость произвести формулировку целей и задач реконструкции, которые позволят определить порядок работ в рамках разработки проекта и обеспечат оптимизацию трудозатрат на его выполнение.

1.2 Цели и задачи реконструкции

В рамках проектных работ важнейшим шагом является определение цели и задач проводимых изысканий. Начать необходимо с цели. В краткой формулировке звучит так: «Формирование предварительного проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская». Остановимся на целях и задачах реконструкции более подробно.

Проект реконструкции понизительной трансформаторной подстанции направлен на улучшение эффективности ее работы, надежности и

безопасности путем приведения объекта в соответствие с современными требованиями электроснабжения.

Старые объекты электроэнергетики часто отличаются низкой энергетической эффективностью, что приводит к потере энергии и повышенным эксплуатационным расходам. Реконструкция позволяет заменить устаревшее оборудование и применить более эффективные компоненты, что приводит к снижению потерь энергии и повышению общей эффективности системы.

Нельзя не затронуть и растущую нагрузку объекта. По мере развития региона возникает необходимость в увеличении мощности трансформаторной подстанции. Реконструкция позволяет заменить устаревшие узлы на более мощные модели, чтобы обеспечить достаточную пропускную способность для питания потребителей. С течением времени и само оборудование стареет и может стать менее надежным. Реализация проекта реконструкции обеспечивает замену старого оборудования на новое, более надежное и современное, что снижает риск аварий и сбоев в электроснабжении.

Нельзя забывать, что трансформаторные подстанции имеют особое значение с точки зрения безопасности. Проект обеспечивает внедрение современных систем безопасности, таких как автоматические выключатели, современные системы релейной защиты, системы контроля и управления, что повышает безопасность персонала и оборудования.

Кроме того, с течением времени стандарты и требования к электроснабжению претерпели значительные изменения. Разрабатываемый проект позволяет привести ее в соответствие с современными стандартами и требованиями, такими как энергосбережение, экологические стандарты и качество электроснабжения.

Подводя итог вышеизложенному, можно выделить следующие основные задачи реконструкции:

Во-первых, необходимо определить текущую и перспективную нагрузку подстанции для верного выбора мощности оборудования. Расчет

производится, опираясь на [9]. Ряд перспективных методов прогнозирования, помимо этого, представлены в [16].

Во-вторых, на основе проведенного расчета осуществить выбор силового трансформатора подстанции.

В-третьих, нужно рассчитать токи короткого замыкания и выбрать основное коммутационное оборудование объекта выпускной квалификационной работы. В нашем случае под коммутационным оборудованием понимаются силовые высоковольтные выключатели и разъединители. Токи КЗ рассчитываются исходя из [14]. Кроме того, ряд перспективных разработок в направлении расчета по данному направлению представлен в [17].

Осуществляется выбор подлежащих реконструкции вспомогательных силовых элементов подстанции, к которым относятся, например, измерительные трансформаторы тока и напряжения, типы ошиновки (рекомендации по их проектированию даны в [18]). Определяются параметры системы собственных нужд объекта и делается расчет систем молниезащиты и заземления.

Итоговым результатом выполнения выпускной квалификационной работы должен стать завершенный черновой проект электрической части понизительной трансформаторной подстанции, который ляжет в основу дальнейших проектно-изыскательских работ (ПИР).

Предварительный проект позволяет провести анализ текущего состояния системы, определить необходимые изменения и разработать план действий для достижения поставленных целей. Это обеспечит безопасность, надежность и эффективность работы подстанции как в ближайшее время, так и в длительной перспективе.

Результаты, ожидаемые от реализации проекта реконструкции, не ограничиваются только повышением рабочей мощности объекта. Использование современного оборудования имеет ряд иных преимуществ.

Новое оборудование функционирует на базе новейших технологий, что позволяет повысить эффективность работы системы. Это включают в себя улучшенные алгоритмы управления, повышенную точность измерений, автоматизацию процессов и другие инновационные функции.

Кроме того, новые модели устройств обычно разрабатываются с учетом современных стандартов безопасности. Они более надежны, имеют дополнительные системы защиты и обеспечивают безопасную эксплуатацию. Это особенно важно для силовых электрических сетей, где устаревшее оборудование может представлять риск для безопасности персонала и привести к значительным финансовым потерям в результате нештатного отключения питания.

Выводы по первому разделу.

Итак, в результате выполнения первого раздела выпускной квалификационной работы проведено обследование понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская», в ходе которого выявлено ее неудовлетворительное техническое состояние.

Намечены основные пути решения обнаруженных проблем и сформирован план выполнения проекта реконструкции, позволяющий последовательно нивелировать имеющиеся недостатки.

2 Реконструкция основного оборудования подстанции

Изучение нагрузки подстанции позволяет оценить текущую потребность в электроэнергии и выполнить расчет мощности подстанции для предоставления достаточной мощности всем потребителям. Это позволяет избежать перегрузок и обеспечить эффективное распределение энергии.

Такой анализ необходим для прогнозирования будущей потребности и спроса на электроэнергию в данной области. Это помогает в создании стратегий для развития подстанции, таких как увеличение мощности, дополнение и изменение схемы соединения блоков.

Максимально точно зная нагрузку на подстанцию, можно оптимизировать использование ресурсов в рамках проекта, таких как трансформаторы, проводники и другое оборудование. Это позволяет снизить затраты на строительство, а в перспективе повысить энергоэффективность системы и снизить эксплуатационные расходы.

Изучение нагрузки помогает выявить потенциальные проблемы с перегрузками или несбалансированными нагрузками в системе, что позволяет предотвратить сбои и аварии. Раннее обнаружение подобных проблем позволяет принять меры по их устранению или разгрузке системы до того, как возникнут серьезные проблемы.

2.1 Анализ нагрузки подстанции

В соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России, утвержденной Министерством энергетики Российской Федерации в 2023 году, а также с результатами анализа графиков нагрузки за предыдущие периоды, опираясь на методику, описанную в [19] определяется перспективная нагрузка подстанции.

Результаты прогнозирования приведены в таблице 1. График, полученный у руководства сетевой компании АО «РЭС» изображен на рисунке 3

Таблица 1– Мощность подстанции в перспективе и ретроспективе

Зона ответственности ПС	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
С. Криводановка (в т.ч. промышленная зона)	16,3 МВА	16,4 МВА	16,7 МВА	18,82 МВА	19,39 МВА

По данным, представленным в таблице 1 видно, что уже в 2025 году мощность, потребляемая подключенными к шинам низкого напряжения подстанции потребителями, вырастет до отметки выше 19 МВА. Это согласуется с общими тенденциями роста энергопотребления, описанными в [20].

На сегодняшний день подстанция оснащена двумя силовыми трансформаторами марки ТДН-10000/110/10 кВ. Суммарная мощность, выдаваемая такой установкой, составляет 20000 МВА. Определим средний коэффициент загрузки подстанции на сегодняшний день:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПС max}}}{S_{\text{НОМ.Т } \Sigma}} = \frac{19,39}{20} = 0,97 \quad (1)$$

Если один из агрегатов откажет, нагрузка второго ТДН-10000/110/10 кВ будет составлять:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПС max}}}{S_{\text{НОМ.Т } \Sigma}} = \frac{19,39}{10} = 1,94$$

Функционирование оборудования в таких условиях не только недопустимо, но и физически невозможно, а значит зона ответственности подстанции будет обесточена.

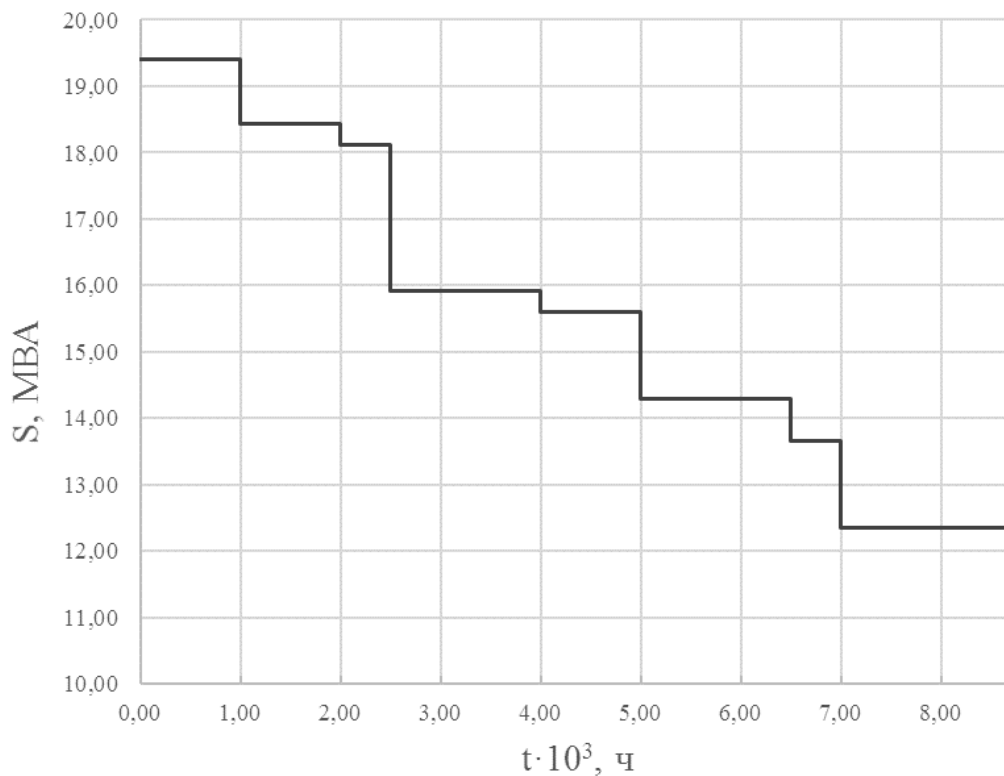


Рисунок 3 – График нагрузки ПС 110/10 кВ «Юрьевская»

Следуя стандарту [2] нагрузка силового масляного трансформатора в режиме перегрузки не должна подниматься выше значения 1,4. Следовательно, использование имеющихся силовых агрегатов (даже без учета высокой степени их износа) – недопустимо. В связи с этим для обеспечения резерва мощности на случай планового, либо аварийного отключения одного из основных силовых агрегатов подстанции нагрузка принимается равной не более, чем 70% от номинальной расчетной мощности, которую должна обеспечивать подстанция. Иными словами, коэффициент загрузки в расчетном пиковом режиме не должен превышать значение 0,7.

Выполним выбор силового трансформатора, опираясь на значение перспективной мощности подстанции 19,39 МВА и данные коэффициент загрузки.

2.2 Выбор силового трансформатора подстанции

В соответствии с данными, определенными ранее, силовые трансформаторы, являющиеся основным оборудованием объекта ВКР, нуждаются в замене по причине недостаточной мощности и технического износа. При выборе оборудования будем предварительно руководствоваться характеристиками силовых трансформаторов, выпускаемых расположенной в городе Тюмень компании ООО «ЭнергоПром Альянс». Финальный поставщик оборудования будет выбираться исходя из дальнейших закупочных процедур, которые в рамках ВКР не рассматриваются.

В соответствии с данными пункта 2.1 мощность по подстанции с перспективой до 2025 года составила 19,39 МВА.

К шинам НН подстанции подключены потребители, имеющие категорию надежности I в соответствии с [8]. Исходя из этого, необходимо, чтобы каждый из трансформаторов мог обеспечить питание всей нагрузки на период ремонта второго. Как уже было сказано ранее, для этого коэффициент загрузки в нормальном режиме не должен превышать 0,7 (70%), а в аварийном – 1,4 (140 %). В таком режиме трансформатор может функционировать без повреждений.

Таким образом, расчет требуемой мощности трансформатора таков:

$$S_{\text{ном.Т}} > 0,7 \cdot S_{\text{max}}^{\text{ПС}} \approx 0,7 \cdot 19,39 \approx 13,57 \text{ МВА} \quad (2)$$

Каталог силовых трансформаторов, представленный в [7] дает представление о доступных вариантах мощности присутствующих на рынке СТ. Несмотря на то, что технически возможно произвести преобразовательный агрегат любой установленной мощности, нестандартные образцы обойдутся гораздо дороже типовых, в связи с чем в ВКР они не рассматриваются. Для того, чтобы оперативно регулировать напряжение в целях обеспечения требований [3], остановим выбор на силовых

трансформаторах (СТ), оснащенных устройством регулирования под нагрузкой (РПН).

В соответствии с определенной ранее мощностью заданным параметрам могут соответствовать две модели оборудования: ТДН-16000/110/10-УХЛ1 и ТДН-25000/110/10-УХЛ1.

Целесообразность рассмотрения более мощного по номиналу СТ обусловлена более низкими потерями в таком оборудовании и соответственно – вероятной экономией в долгосрочной перспективе.

Основные технические характеристики силового трансформатора, применяемые при выполнении расчета, представлены в таблице 2. Считается целесообразным произвести технико-экономический расчет для установления наиболее выгодного варианта оборудования объекта выпускной квалификационной работы базовыми преобразовательными установками.

Таблица 2 – Основные расчетные характеристики

Категория напряжения, кВ		Величина потерь, кВт		U _к , %	I _х , %	K _{ип}
ВН	НН	ΔP _{хх}	ΔP _{кз}			
2 х ТДН-16000/110/10 кВ						
115	10,5	15,8	90	10,5	0,50	0,05
2 х ТДН-25000/110/10 кВ						
115	10,5	21,0	130	10,5	0,30	0,05

Произведем технико-экономическое обоснование (ТЭО) для первого варианта СТ (ТДН-16000/110/10 кВ).

Рассчитываем потери реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} = \frac{0,5}{100} \cdot 16000 = 80,00 \text{ кВАр} \quad (3)$$

Приведенные потери активной мощности для режима холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{ип} \cdot Q_X = 15,8 + 0,05 \cdot 80,0 = 19,80 \text{ кВт} \quad (4)$$

Вычисляется загруженность СТ при максимальной нагрузке.

$$K_{з.н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{13,57}{16} = 0,85$$

Производится вычисление мощности КЗ по обмоткам:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{КЗ} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт} \quad (5)$$

Реактивная мощность и напряжение в режиме короткого замыкания вычисляется следующим образом:

$$U_{к.в} = U_{к.н}, \% = 0,125 \cdot U_{КЗ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\% \quad (6)$$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 16000 = 209,60 \text{ кВАр} \quad (7)$$

Приведенные потери:

$$P'_{к.в} = P'_{к.н} = P_{к.в} + k_{ип} \cdot Q_{к.в} = 45 + 0,05 \cdot 209,60 = 55,48 \text{ кВт} \quad (8)$$

Итоговые потери в аспекте реактивной мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (9)$$

$$P'_T = 19,80 + 0,85^2 \cdot 55,48 + 0,85^2 \cdot 55,48 = 99,97 \text{ кВт}$$

Для более полного восприятия результатов расчета годовых потерь в силовом агрегате, итоги вычислений сведены в таблицу 3. Можно заключить, что годовые потери для СТ мощностью 16 МВА составят 433121,41 кВт×ч. Организация, эксплуатирующая подстанцию, приобретает электрическую энергию по тарифу 2,49 рубля за кВт×ч.

Таблица 3 – Годовые потери ТДН-16000/110/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{x_i}	K _{з.вi}	K _{з.нi}	ΔW _{к.вi}	ΔW _{к.нi}
1	19,40	13,000	2	1000	39600	0,61	0,41	10195,5	4578,2
2	18,44	13,000	2	1000	39600	0,58	0,41	9211,5	4578,2
3	18,12	13,000	2	500	19800	0,57	0,41	4447,3	2289,1
4	15,91	10,790	2	1500	59400	0,50	0,34	10285,8	4730,9
5	15,59	10,790	2	1000	39600	0,49	0,34	6584,1	3153,9
6	14,29	9,490	2	1500	59400	0,45	0,30	8297,8	3659,6
7	13,65	9,490	2	500	19800	0,43	0,30	2523,7	1219,9
8	12,35	8,190	2	1760	69696	0,39	0,26	7272,0	3198,1
Σ	-	-	-	-	346896	-	-	58817,7	27407,7
-	-	-	-	-	ΔW _{пс} = 433121,41 кВт·ч				

Вычислим, сколько придется заплатить за потери в годовом расчете (при условии сохранения тарифа):

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 433121,41 \cdot 2,49 = 1078472,31 \approx 1,08 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (10)$$

Определим также ориентировочные расходы на монтаж агрегата, его приобретение и доставку. В соответствии с коммерческим предложением, полученным от ООО «ЭнергоПром-Альянс», данная сумма для варианта мощностью 16 МВА составит 11,4 млн. руб., следовательно, стоимость двух СТ составит:

$$K = 2 \cdot 11,4 \cdot 10^6 = 22,8 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

При определении экономической целесообразности применения того или иного силового трансформатора некорректно будет забывать об расходах на его эксплуатацию. В соответствии со статистическими данными, приведенными в [15], такие расходы принимаются равными 9,4 % от общей стоимости оборудования (в ежегодном расчете). Тогда:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 22,80 \cdot 10^6 = 2,14 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (11)$$

Тогда суммарные затраты:

$$Z_{\text{пр1}} = E_{\text{Н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (12)$$
$$Z_{\text{пр1}} = 0,15 \cdot 22,80 \cdot 10^6 + 2,14 \cdot 10^6 + 1,08 \cdot 10^6 = 6,64 \cdot 10^6$$

Исходя из информации, которая там приведена, затраты при их приведении к плановому сроку эксплуатации оборудования составят 6,64 миллиона рублей. Далее считается целесообразным произвести аналогичный расчет для силового трансформатора ТДН-25000/110/10 кВ. Как уже отмечалось ранее, потенциал экономии при снижении потерь может быть значительно выше, чем единоразовое вложение в закупку и транспортировку оборудования.

Произведем технико-экономическое обоснование (ТЭО) для первого варианта СТ (ТДН-25000/110/10 кВ).

Рассчитываем потери реактивной мощности:

$$Q_X = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,30}{100} \cdot 25000 = 75,00 \text{ кВАр} \quad (13)$$

Приведенные потери активной мощности для режима холостого хода.

$$P'_x = P_{XX} + k_{un} \cdot Q_X = 21,00 + 0,05 \cdot 75,00 = 24,75 \text{ кВт} \quad (14)$$

Вычисляется загруженность СТ при максимальной нагрузке (в случае отказа второго СТ).

$$K_{з.н} = K_{з.в} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{13,57}{25} = 0,54$$

Производится вычисление мощности КЗ по обмоткам:

$$P_{к.в} = P_{к.н} = 0,5 \cdot P_{КЗ} = 0,5 \cdot 130 = 65,00 \text{ кВт} \quad (15)$$

Реактивная мощность и напряжение короткого замыкания вычисляется следующим образом:

$$U_{к.в} = U_{к.н} = 0,125 \cdot U_{КЗ}, \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31 \% \quad (16)$$

$$Q_{к.в} = Q_{к.н} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,50 \text{ кВАр} \quad (17)$$

Приведенные потери:

$$P'_{к.в} = P'_{к.н} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в} = 65,00 + 0,05 \cdot 327,50 = 81,38 \text{ кВт} \quad (18)$$

Итоговые потери в аспекте реактивной мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{3.6}^2 \cdot P'_{k.B} + K_{3.C}^2 \cdot P'_{k.C} + K_{3.H}^2 \cdot P'_{k.H} \quad (19)$$
$$P'_T = 24,75 + 0,54^2 \cdot 81,38 + 0,54^2 \cdot 81,38 = 72,21 \text{ кВт}$$

Для более полного понимания результатов расчета, итоги вычислений годовых потерь силового агрегата сведены в таблицу 4. Следуя результатам расчета, можно заключить, что годовые потери для СТ мощностью 25 МВА составят 453856,55 кВт×ч. Организация, эксплуатирующая подстанцию, приобретает электрическую энергию по тарифу 2,49 рубля за кВт×ч. Вычислим, сколько придется заплатить за потери в годовом расчете (при условии сохранения тарифа):

$$I_{\text{Э}} = W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 453856,55 \cdot 2,49 = 1130102,81 \approx 1,13 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (20)$$

Определим также ориентировочные расходы на монтаж агрегата, его приобретение и доставку. В соответствии с коммерческим предложением, полученным от ООО «ЭнергоПром-Альянс», данная сумма для варианта мощностью 25 МВА составит 11,4 млн. руб., следовательно, стоимость двух СТ составит:

$$K = 2 \cdot 18,7 \cdot 10^6 = 37,40 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

При определении экономической целесообразности применения того или иного силового трансформатора некорректно будет забывать об расходах на его эксплуатацию. В соответствии со статистическими данными, приведенными в [15], такие расходы принимаются равными 9,4 % от общей стоимости оборудования (в ежегодном расчете). Тогда:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 37,40 \cdot 10^6 = 3,52 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (21)$$

Таблица 4 – Годовые потери ТДН-25000/110/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{x_i}	Кз.в _i	Кз.н _i	ΔW _{к.в_i}	ΔW _{к.н_i}
1	19,40	13,000	2	1000	49500	0,24	0,16	2392,8	1074,5
2	18,44	13,000	2	1000	49500	0,23	0,16	2161,9	1074,5
3	18,12	13,000	2	500	24750	0,23	0,16	1043,7	537,2
4	15,91	10,790	2	1500	74250	0,20	0,13	2414,0	1110,3
5	15,59	10,790	2	1000	49500	0,19	0,13	1545,3	740,2
6	14,29	9,490	2	1500	74250	0,18	0,12	1947,4	858,9
7	13,65	9,490	2	500	24750	0,17	0,12	592,3	286,3
8	12,35	8,190	2	1760	87120	0,15	0,10	1706,7	750,6
Σ	-	-	-	-	433620	-	-	13804,1	6432,4
-	-	-	-	-	ΔW _{пс} = 453856,551 кВт·ч				

Тогда суммарные затраты:

$$Z_{\text{нр1}} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{Э}} = 0,15 \cdot 37,40 \cdot 10^6 + 3,52 \cdot 10^6 + 1,13 \cdot 10^6 \quad (22)$$

$$Z_{\text{нр1}} = 10,26 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Исходя из информации, которая там приведена, затраты при их приведении к плановому сроку эксплуатации оборудования составят 10,26 миллиона рублей. Данная сумма на 54,5 % больше, чем стоимость варианта мощностью 16000 МВА. Исходя из этого в качестве основного преобразовательного агрегата понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская» выберем силовой трансформатор марки ТДН-16000/110/10 кВ.

Далее необходимо определить токи короткого замыкания. Понимание их величин необходимо для последующего выбора и проверки силового оборудования открытого распределительного устройства. Иными словами, для всего последующего процесса расчета.

2.3 Расчет токов коротких замыканий и выбор коммутационного оборудования

Все проблемы, возникающие на электроустановках, можно свести к двум обширным категориям. Первая из них – отсутствие контакта там, где он нужен, и второй – наличие контакта в месте, где по плану его быть не должно. И если первый случай просто приводит к отсутствию питания потребителя, второе нередко ведет к катастрофическим последствиям как для электроустановки, так и для объекта в целом. Общепринятое обозначение ситуации, в которой электрический контакт возникает в непредусмотренном для этого месте звучит как короткое замыкание (КЗ). Иными словами, замыкание между фазным и нулевым проводником (фазным и фазным, фазным проводником и контуром заземления и т.п.).

Причин коротких замыканий может быть масса: начиная с брака на производстве и повышенного износа оборудования и заканчивая человеческим фактором. КЗ сопровождается повышенным выделением тепла и часто приводит к возгоранию проводки, элементов оборудования и строительных конструкций, что, не будучи вовремя локализованным, может привести к пожару, порче имущества и создать опасность для жизни персонала, в нашем случае, подстанции. Не говоря уже о том, что несвоевременно отключенное короткое замыкание имеет своим итогом прекращение питания потребителей подстанции и повышенный износ резервирующего оборудования.

Основной проблемой КЗ является тот факт, что, как и любой электрический процесс оно протекает очень быстро и человеческого быстродействия недостаточно для своевременного отключения сверхтоков до их критического воздействия на элементы электрической цепи. В связи с этим, для защиты от КЗ предусмотрена быстродействующая автоматика, которая позволяет в доли секунды обнаружить и отключить опасное электрическое явление. Однако, даже время с момента срабатывания автоматики до отключения КЗ является критичным. Именно поэтому существует необходимость выбора силового оборудования, которое способно выдержать сверхтоки короткого замыкания и своевременно отключить силовую цепь, не разрушившись при этом. А для верного выбора такого оборудования токи КЗ необходимо сначала рассчитать [6].

Общая расчетная схема и точки возможных коротких замыканий показаны на рисунке 4 а.

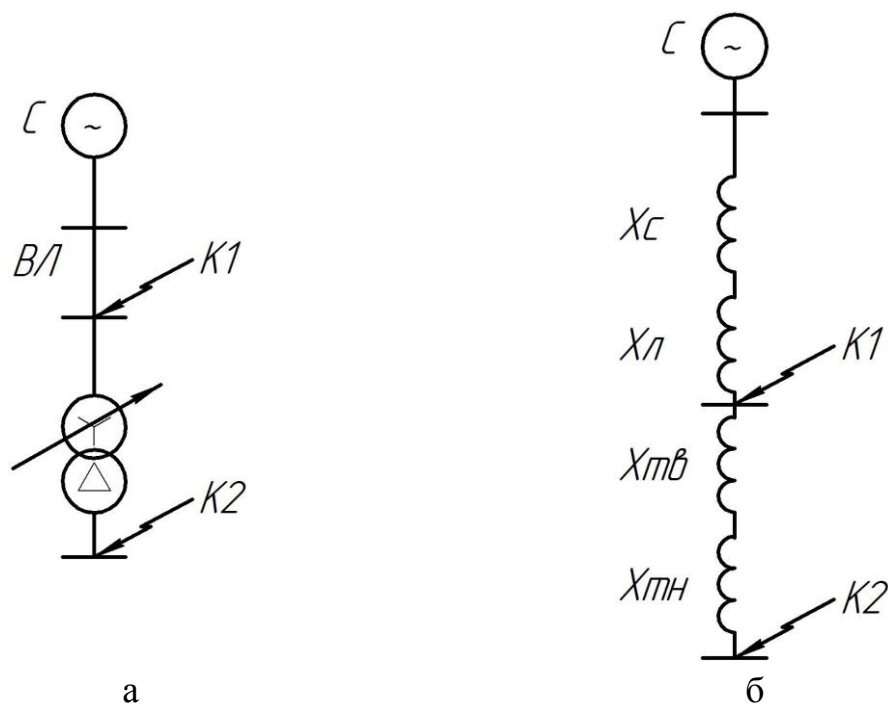


Рисунок 4 – Общая расчетная схема (а) и первичная схема замещения (б).

В соответствии с данными электросетевой компании, ответственной за объект ВКР, мощность КЗ для данной подстанции составит 3500 МВА при длине питающей линии 12 км. Эти данные будем использовать в качестве опорных при вычислении сопротивления до точки КЗ.

Выполним определение сопротивления по схеме замещения, которая изображена на рисунке 4 б.

Основной состав рассматриваемых элементов может быть охарактеризован так:

Система (электроустановка, с которой осуществляется питание подстанции).

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{3500} = 0,29 \quad (23)$$

где $S_б = 1000$ МВА – мощность базиса. Приведение к ней производится для упрощения вычислений и нивелирования разницы в классах напряжения.

Силовые трансформаторы:

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{к.в} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,72 \quad (24)$$

$$x_{*б,Тн} = \frac{U_{к.н} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,22 \quad (25)$$

Питающая линия (воздушного типа, две цепи):

$$x_{*б,Л} = x_{уд} \cdot \frac{l}{2} \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot \frac{12}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,18 \quad (26)$$

Итого для первой точки:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,Л} = 0,29 + 0,18 = 0,47 \quad (27)$$

Ток базиса (Обратная величина, своя для каждого из классов напряжения. Необходима для перевода из относительных единиц в именованные). По точке К1, расположенной на стороне 110 кВ он составляет:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} \quad (28)$$

Тогда ток в точке К1 составит:

$$I_{К1}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{0,47} \cdot 5,02 = 10,75 \text{ кА} \quad (29)$$

Пиковый (ударный) ток. Наступает в первые мгновения КЗ и особенно опасен разрушительным электродинамическим воздействием.

$$i_{уд К1}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{К1}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,75 \cdot 1,8 = 27,35 \text{ кА} \quad (30)$$

Также рассмотрим точку после преобразовательной установки (СТ).

Как можно судить из расположения точки замыкания, в данном случае необходимо учитывать при расчете сопротивление основного преобразовательного агрегата подстанции. Вычислим сопротивление до точки №2:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тс} \quad (31)$$

$$x_{*рез(б)} = 0,28 + 0,18 + 6,72 + 0 = 7,19$$

Ток базиса:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА} \quad (32)$$

Ток замыкания, рассчитываемый в именованных единицах по точке №2

$$I_{КЗ}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{11,40} \cdot 54,99 = 4,82 \text{ кА} \quad (33)$$

Пиковый (ударный) ток для точки №2:

$$i_{уд КЗ}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,82 \cdot 1,92 = 13,09 \text{ кА} \quad (34)$$

Итоги по представленному выше расчету сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Величины расчетных токов КЗ.

Сторона	Обозначение	Значение, кА
ВН (110 кВ)	$I_{К1}^3$	10,75
НН (10 кВ)	$I_{К2}^3$	4,82
ВН (110 кВ)	$i_{уд К1}^3$	27,35
НН (10 кВ)	$i_{уд К2}^3$	13,09

На основании этих данных в дальнейшем будет производиться выбор основного силового оборудования понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ Юрьевская. Расчет произведен для случаев трехфазного короткого замыкания так как оно является наиболее опасным и характеризуется наивысшими значениями токов.

Так как расчет токов коротких замыканий был успешно произведен, нет ни одной объективной причины откладывать выбор второй по важности (и стоимости) категории оборудования, без которого невозможно функционирование понизительной трансформаторной подстанции, а именно – коммутационных агрегатов. К таковым относятся, в частности, силовые выключатели и разъединители.

В связи с тем, что в случае возникновения нештатной ситуации первичное отключение питания производится с помощью силовых высоковольтных выключателей, изначально произведем их выбор.

Выбор высоковольтных выключателей

Основной проблемой отключения токов на высоком напряжении (выше 6 кВ) является возникновение электрической дуги при размыкании контактов. Именно поэтому принципиальным отличием высоковольтных выключателей от любого другого коммутационного оборудования является наличие дугогасящей камеры – рабочие контакты выключателя помещаются в дугогасящую среду. Вариантов таковой может быть несколько – от потока сжатого воздуха и масла в более старых моделях до гексафторида серы (т.н. элегаза) на более современном оборудовании.

Именно элегазовое оборудование рекомендовано для применения при реконструкции высоковольтных установок в [15], а также - ряде иных источников по причине высокой надежности и повышенного ресурса отключений относительно прочих конструктивных решений.

Следует сразу оговориться, что правильный выбор оборудования основывается на верном расчете отправных данных. Условимся, что выбор коммутационного оборудования производится исходя из режима, в котором

один из трансформаторов отключен по той или иной причине и вся нагрузка приходится на один блок. В таком случае ток в линиях составит:

$$I_{max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} \cdot K_{пер} \quad (35)$$

$$I_{max}^{110} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,40 = 112,46 \text{ А}$$

$$I_{max}^{10} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,40 = 1231,68 \text{ А}$$

Далее определим предельный ток, который должен выдержать агрегат при наступлении КЗ.

$$B_k = \left(I_{K1}^{(1)} \right)^2 \cdot (t_{п.в.} + T_a) = 10,75^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 12,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (36)$$

где: $t_{п.в.}$ – время полного срабатывания, с

T_a – время стабилизации тока после КЗ, с

B_k – эквивалентная энергия замыкания (т.н. интеграл Джоуля)

Каталог выключателей представлен в [4]. Оптимальным вариантом для установки на ПС 110/10 кВ «Юрьевская» в силу универсальности и распространенности является электрический аппарат марки ВГТ-110. В соответствии с данными расчета тока линии, определенными ранее, нам подойдет наиболее бюджетный из предложенной линейки вариант, а именно: ВГТ-110-25/1250. Необходимо выполнить проверку для того, чтобы убедиться в оптимальности характеристик рассматриваемого оборудования для рассчитываемой цепи. Проверка формализована таблицей 6

Следуя данным, представленным в вышеуказанной таблице, можно заключить, что рассматриваемая модель силового выключателя полностью подходит под цели коммутации под нагрузкой и отключения коротких замыканий в цепи подстанции.

Таблица 6– Оценка пригодности выключателя ВГТ-110-25/1250 УХЛ1

Условие	Из расчета	По тех. паспорту
$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	110	110
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{ном дл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А.}$	112,46	1250
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$	10,75	27,35
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	27,35	63
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	1875,00

На стороне низкого напряжения подстанции установка оборудования производится закрытым способом в ячейках комплектного распределительного устройства наружного размещения (КРУН). Для ячеек КРУН наиболее универсальным и распространенным (а значит, экономным в монтаже и обслуживании) является вакуумный выключатель марки ВВУ-10-20/1600. Расчеты проводятся по аналогии со стороны высокого напряжения. Итоги вычислений формализуем таблицей 7

Таблица 7 –Проверка выключателя по стороне 10 кВ.

Условие	Из расчета	По тех. паспорту
$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{В.}$	10	10
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{ном дл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1231,68	1600
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$	4,82	20
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	13,09	51
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	4,65	1200

Следуя результатам вышепредставленной таблицы можно заключить, что данный агрегат также полностью подходит по озвученные задачи.

Следующим важным коммутационным звеном, без которого невозможно представить нормальное функционирование понизительной трансформаторной подстанции, является разъединитель.

Выбор разъединителей

Данные устройства предназначены для создания видимого разрыва силовой цепи в безтоковую паузу (созданную, например, путем срабатывания силового выключателя на отключение). Видимый разрыв призван обеспечить безопасность персонала при обслуживании электроустановки. Его наличие является обязательным условием допуска монтажной группы к работе. В числе прочего это регламентировано в [8].

Необходимо отметить, что выбор разъединителя выполняется только для стороны высокого напряжения, так как на низком напряжении устанавливается вышеупомянутый КРУН (каталог оборудования [5]) и разъединитель входит в его комплект.

Для открытого распределительного устройства рассмотрим в качестве разъединителя модель РГ-110/1000 УХЛ1. Проверим его на соответствие характеристикам рассматриваемой сети. Формализация выполнена таблицей 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителя 110 кВ

Условие	Из расчета	По тех. паспорту
$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	110	110
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{ном дл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	112,46	1000
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	10,75 27,35	20 51
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \times t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	4800

По данной таблице можно заключить, что предложенный к установке на стороне 110 кВ разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1 полностью соответствует параметрам цепи и поставленным задачам.

Выводы по второму разделу

Итак, в результате выполнения второго раздела ВКР произведен расчет основных параметров электрической цепи понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская».

Выполнен расчет нагрузки подстанции в перспективе до 2025 года. В соответствии с данными прогноза нагрузка потребителей составит 19,39 МВА.

Осуществлен выбор силовых трансформаторов. В качестве основных преобразовательных установок решено использовать 2 СТ ТДН-16000/110/10 кВ. Максимальный расчетный коэффициент загрузки составил 0,61 (при двух подключенных трансформаторах).

Определены токи трехфазных коротких замыканий. Токи в установившемся режиме составили 10,75 кА и 4,82 кА для стороны высокого и низкого напряжения – соответственно. Ударные токи, в свою очередь, имеют значения 27,35 и 13,09 кА.

Выбраны основные коммутационные аппараты подстанции. На стороне 110 кВ решено использовать силовой выключатель ВГТ-110-25/1250 УХЛ1, на стороне 10 кВ - ВВУ-10-20/1600. В качестве разъединителя на ОРУ 110 кВ выбрана модель РГ-110/1000 УХЛ1. Разъединители на стороне 10 кВ являются элементами конструкции КРУН 10 кВ.

В рамках следующего раздела необходимо выбрать вспомогательное оборудование подстанции и рассчитать систему собственных нужд.

3 Реконструкция вспомогательного оборудования и системы собственных нужд

Данный раздел подразумевает под собой комплекс проектных мероприятий, направленных на выбор вспомогательных узлов подстанционной системы, предназначенных для обеспечения контроля за работой основного силового оборудования и обеспечения защиты дорогостоящего преобразовательного и коммутационного оснащения.

Кроме того, невозможно представить себе работу понизительной трансформаторной подстанции без системы собственных нужд – она обеспечивает питание собственных потребителей подстанции, включая блоки управления и сигнализации, освещение и отопление помещений, иные потребители коммунально-бытового характера (например, скважинный насос для обеспечения объекта питьевой водой).

Наконец, функционирование объекта электроэнергетической инфраструктуры вообще и понизительной трансформаторной подстанции – в частности, невозможно себе представить без системы заземления и молниезащиты. В связи с наличием большого количество крупногабаритного электрооборудования, важным аспектом является защита открытого распределительного устройства и КРУН от прямых ударов молний.

Таким образом, в рамках данного раздела необходимо решить большое количество важнейших для функционирования подстанции задач. Начать целесообразно с выбора вспомогательного оборудования.

3.1 Реконструкция вспомогательного оборудования

Трансформаторы тока

В связи с физическими особенностями функционирования высоковольтных сетей и поведения в поле высокого напряжения различных изоляционных материалов, прямое измерение характеристик тока и напряжения высоковольтных цепей (выше 1 кВ) невозможно. Для такого рода

измерений применяются трансформаторы тока и напряжения, к обмоткам которых в свою очередь подключаются измерительные приборы и системы релейной защиты. Нельзя не отметить, что измерительные приборы на подстанции в свою очередь делятся на две основные группы: приборы технического учета, по которым осуществляется текущий контроль показателей тока, напряжения, активной и реактивной мощности в силовой цепи и иных необходимых параметров цепи, а также – приборы коммерческого учета. Для них предусмотрены отдельные обмотки с более низкой погрешностью измерений.

Начнем выбор с определения моделей трансформаторов тока. Это важнейшие устройства, так как в соответствии с сигналом, поступающим с их вторичных обмоток функционируют все виды токовых защит, обеспечивающие своевременное отключение коротких замыканий, перегрузок и иных отклонений от нормального режима работы сети. В [18] рекомендован комплекс расчетных мероприятий, направленных на проверку соответствия оборудования параметрам сети. В целом, он схож с параметрами, рассчитывавшимися в пункте 2.3 данной ВКР.

Выберем модели измерительных трансформаторов тока. Для стороны 110 кВ:

ТОГФ-110-150/5 – для ВН. Данные проверки приведены в таблице 9. Компактный элегазовый трансформатор опорного типа. Сочетает в себе параметры преобразовательного оборудования и одновременно служит опорой для воздушной ЛЭП ОРУ 110 кВ.

Для стороны 10 кВ.

ТОЛ-10-1500/5 – трансформатор с литой изоляцией, адаптированный к использованию в КРУН. Данные проверки приведены в таблице 10.

Далее считается необходимым провести комплекс проверок, направленный на то, чтобы удостовериться в соответствии параметров оборудования параметрам сети, в которую оно устанавливается.

Таблица 9 – ТОГФ-110-150/5

Условие	Из расчета	По тех. паспорту
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ.}$	110	110
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{ном дл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	112,46	150
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	27,35	64
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	625

Таблица 10 – ТТ ТОЛ-10-1500/5

Условие	Из расчета	По тех. паспорту
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ.}$	10	10
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{ном дл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1231,68	1500
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	13,09	100
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	4,65	1600

Следуя данным вышепредставленных таблиц, можно заключить, что рассматриваемые трансформаторы тока полностью подходят под заявленные цели и могут использоваться для преобразования токового сигнала силовой сети на ПС 110/10 кВ «Юрьевская».

Однако, помимо соответствия силовых характеристик, необходимо понять, соответствуют ли заявленным требованиям параметры вторичных обмоток трансформатора, с которых осуществляется передача сигнала на оборудование релейной защиты, измерительные приборы и приборы учета.

В частности, нужно проверить приборы на соответствие их сопротивления номинальным характеристикам обмотки.

Схема соединения, обеспечивающая возможность измерения тока в каждой из фаз представлена на рисунке 5. Это так называемая схема «Полная звезда». Начнем с определения суммарного сопротивления приборов. В качестве исходных параметров принимаются следующие расчетные характеристики:

Сопротивление контактных групп трансформатора тока – 0,1 Ом ($R_{\text{к}}$)

Номинальное сопротивление, присущее вторичной цепи без приборов – 1,2 Ом ($Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$)

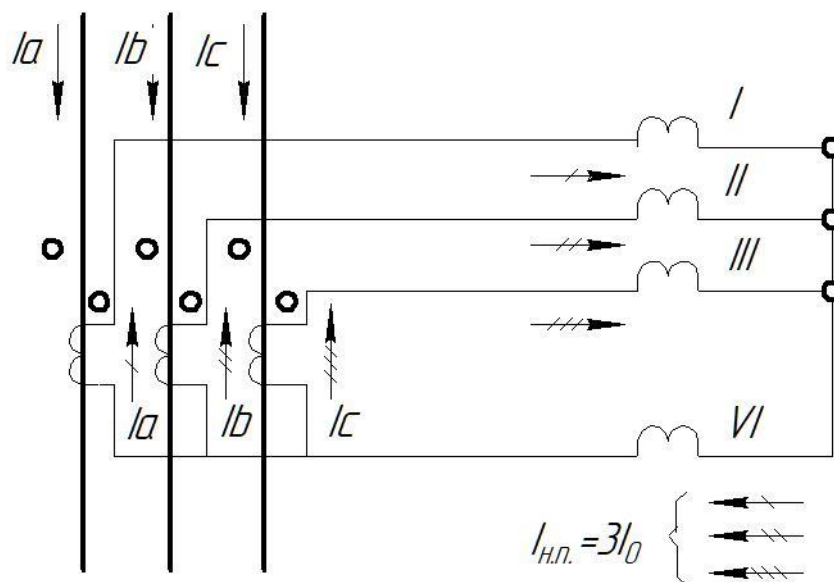


Рисунок 5 – Соединение обмоток трансформатора

Список измерительных устройств, которые подключаются ко вторичной цепи, отражен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр (только НН)	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Варметр (только НН)	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной электроэнергии (x 3) (только НН)	СЕ303	3,6	3,6	3,6
ИТОГО	-	5,60	5,60	5,60

В соответствии с актуальными стандартами электросетевой организации для учета электрической энергии на подстанции 110/10 кВ «Юрьевская» будет установлен микропроцессорный счетчик электрической энергии, общее сопротивление которого рассчитывается следующим образом:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом} \quad (37)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,34 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом} \quad (38)$$

Для соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и измерительных приборов используются медные провода. Максимальная длина такого проводника с учетом средних размеров типового ОРУ 110 кВ – 100 метров. Ее и примем за расчетную. Нужно рассчитать максимальное сечение провода (S), достаточное для обеспечения устойчивой связи между измерительным и контрольными приборами с учетом длины проводника.

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,07} = 1,64 \text{ мм}^2 \quad (39)$$

Для связи вышеозначенных приборов используем кабель марки МКЭШ с минимально допустимым по условиям механической прочности [8] сечением 2,5 мм².

В рамках политики оснащения подстанций приборами учета, принятой в АО «РЭС», на понизительных трансформаторных подстанциях класса напряжения 110/10 кВ измерительные трансформаторы напряжения (ИТН) устанавливаются только на стороне напряжения 10 кВ для экономии бюджета реконструкции. Контроль показателей электрической энергии на стороне высокого напряжения находится в зоне ответственности подстанции, расположенной выше по каскаду.

Измерительные трансформаторы напряжения

Необходимость использования измерительных трансформаторов напряжения на понизительной трансформаторной подстанции обусловлена сразу несколькими аспектами.

Во-первых, они обеспечивают преобразование сигнала с точностью, необходимой для технического и коммерческого учета на стороне низкого напряжения.

Во-вторых, специфическая конструкция обмоток трансформатора напряжения позволяет осуществлять контроль за состоянием изоляции кабельных линий, идущих к потребителю на стороне НН (контроль сопротивления между жилой и землей).

В-третьих, использование измерительных трансформаторов напряжения открывает богатые возможности для мониторинга показателей качества электрической энергии, регламентируемых в [3].

Выбор ИТН выполняется на основании каталога [7]. Рассмотрим для применения на подстанции ИТН ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100.

Также, как и в случае с токовыми трансформаторами, рассмотрим соответствие сопротивления вторичной цепи параметрам трансформатора.

Результаты проверки приведены в таблице 12

Таблица 12–Вторичные цепи ИТН

Тип прибора	Нагрузка на фазу, $S_{\text{приб}}$, ВА			Количество приборов
	А	В	С	
Вольтметр СВ 3020-100	1	1	1	1
Ваттметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1
Варметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1
Фаза	А	В	С	-
Счетчик активной и реактивной электроэнергии СЕ303	1,2	1,2	1,2	3
ИТОГО	6,00	6,00	6,00	-

Исходя из данных таблицы можно заключить, что каждая из фаз трансформатора напряжения измерительного должна обеспечивать нагрузку 6 ВА. В соответствии с данными каталога [7] нагрузка номинальная составляет 75 ВА, значит, трансформатор заданным требованиям соответствует. Всего ИТН будет установлено 2 штуки: по одному на каждую секцию КРУН в целях оперативного резервирования.

Далее следует выполнить анализ конфигурации связующих силовых проводников подстанции. Под ними понимается совокупность всех проводников высоковольтной сети, используемых для ошиновки ОРУ 110 кВ и связи силового трансформатора с КРУН.

Проводники

Существует огромное разнообразие технических решений, направленных на обеспечение электрической связи между элементами подстанции. В нашем случае целесообразно рассматривать наиболее широко распространенные и зарекомендовавшие себя приемы, направленные на минимизацию затрат по закупке материала и монтажу.

В частности, речь идет о конфигурации, которая описывается следующими основными положениями:

Для выполнения ошиновки открытого распределительного устройства высокого напряжения используются провода сталеалюминовые марки АС. Для снижения нагрузки на изоляторы силовых трансформаторов перед трансформаторной площадкой устанавливаются порталы, принимающие на себя нагрузку тяжения проводов.

На стороне низкого напряжения подстанции (10 кВ) в связи с более высокими значениями токов невозможно использовать гибкую ошиновку, состоящую из единичных проводников, так как проводники достаточного сечения промышленностью не выпускаются. Широкое применение для таких случаев приобрела концепция шинных мостов.

Такие мосты представляют собой связки проводов марки АС, объединяемых в пространственные конструкции с помощью специальных монтажных приспособлений (несколько проводов на одну фазу). Пример такой конструкции можно увидеть на рисунке 6. Использование проводников наиболее распространенного сечения упрощает закупку и монтаж комплектующих, уменьшает капиталоемкость проекта и способствует уменьшению сроков его итогового выполнения.

Кроме того, на подстанции применяются контрольные кабели. Они используются для связи измерительного оборудования, блоков телеметрии, исполнительных узлов оборудования (приводы силовых выключателей, разъединителей и т.п.)



Рисунок 6 – Внешний вид шинного моста на стороне НН подстанции.

В качестве таких кабелей целесообразно использовать проводники марки МКЭШВнг(А)-LS. Данный кабель отличается большим ассортиментом как по сечению, так и по количеству жил, экранированным исполнением, что минимизирует воздействие на кабель полей высокого напряжения и негорючим исполнением изоляции, обеспечивающим снижение пожарной опасности объекта.

Таким образом, общая конфигурация применяемых для соединения приемников подстанции проводников определена. Далее нужно выполнить расчет сечений силовых проводников, достаточных для обеспечения связи агрегатов подстанции с учетом штатной и аварийной нагрузки.

Токи линий, определенные в предыдущих разделах, сведены в таблицу

Таблица 13 – Расчетные токи линий

Сторона, кВ	110	10
Ток, А	112,46	1231,68

Допустимые значения токов, которые провода выдерживают в длительном режиме прием в соответствии с таблицей 1.3.29 [8]. Исходя из этих данных применим следующие проводники:

АС-25/4,2 для стороны ВН (допустимый ток 142 А)

3 × АС-150/24 для стороны НН – (допустимый ток – 3×450 = 1350 А).

Таким образом, определены сечения проводников гибкой ошиновки на сторонах 110 и 10 кВ. Для стороны 110 кВ необходимо произвести проверку проводов на возникновение коронного разряда. Данное явление возникает вокруг проводов при избыточной ионизации и сопровождается свечением вокруг проводов, а также – повышенными потерями в линиях. Для предотвращения коронного разряда применяется большее сечение проводника.

Рассчитаем критическую напряженность поля вокруг проводника

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,38 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{125,00}}\right) \quad (40)$$

$$E_0 = 11,82 \text{ кВ/см}$$

В данном случае:

r_0 – геометрическое расстояние между жилами, см;

m – коронирующий коэффициент, 0,38 по [14].

Вычислим фактическую напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_H}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{125,00 \cdot \lg \frac{6,9}{125,00}} = 0,28 \text{ кВ/см} \quad (41)$$

Условие, при котором корона не возникает:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (42)$$

$$1,07 \cdot 0,28 < 0,9 \cdot 11,82$$

$$0,30 < 11,82$$

Так как условие выполняется, коронный разряд при означенных условиях не появляется. Помимо коронного разряда для проводников должна проводиться проверка по термической стойкости, однако к проводам, проложенным на открытом воздухе это не относится. Также нецелесообразно проводить проверку на электродинамическую стойкость для гибких шин, так как шанс их механического разрушения под действием ударного тока крайне низок.

Таким образом, выбранные проводники могут быть применены для исполнения гибкой ошиновки понизительной трансформаторной подстанции. Далее необходимо остановиться на параметрах оперативного тока, несущего вспомогательную функцию управления оборудованием подстанции.

Выбор оперативного тока

На современных объектах электросетевой инфраструктуры все реже используются ручные переключения. Труд оперативного персонала все больше замещается электронными системами управления, которые позволяют как выполнять весь комплекс переключений, так и контролировать показания работы оборудования по каналам телеметрии.

В особенности, автоматизация актуальна для объектов напряжением 110 кВ и выше, которые не только представляют повышенную опасность поражения электрическим током, но окружены электромагнитными полями, которые оказывают негативное влияние на здоровье человека.

Главным условием функционирования цепей оперативного тока является бесперебойность их работы при любых климатических условиях, а также – в аварийных ситуациях. Для этого необходимо с одной стороны

обеспечить механическую и электромагнитную защиту проводников, а с другой стороны - создать условия для их оперативной замены в случае выхода из строя.

С другой стороны, требуется применение схемных решений, направленных на постоянное бесперебойное функционирование системы. Большая часть таких решений должна быть принята на этапе проектирования. В частности, необходимо выбрать тип оперативного тока. Приводы оборудования могут питаться как от переменного, так и от постоянного тока.

И если схема переменного тока предполагает питание цепей постоянного тока напрямую от трансформаторов собственных нужд, то постоянный ток обеспечивается комплексом устройств, включающих в себя зарядно-подзарядный агрегат и батареи аккумуляторов.

Преимуществом использования постоянного оперативного тока является наличие блоков аккумуляторных батарей, которые позволяют с одной стороны обеспечить стабильность напряжения в цепи, а с другой - дают необходимый резерв на случай отказа основного источника питания, позволяя осуществлять оперативное удаленное управление высоковольтным коммутационным оборудованием при наступлении аварийной ситуации.

Еще одним существенным преимуществом такой схемы является отсутствие паразитных помех и бросков напряжения, к которым весьма чувствительна современная микропроцессорная техника.

Следуя [9]: «На подстанциях ЕНЭС должны использоваться стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы открытых (вентилируемых) типов»; «Проектный срок службы АБ должен быть не менее 20 лет».

Использование такой схемы обеспечивает работу оперативных цепей в течение не менее, чем 2 часов, что позволяет завершить все необходимые переключения и перевести подстанцию в состояние, пригодное для проведения ремонтных или иных работ.

Следуя вышеизложенным данным, наиболее рациональным вариантом будет выбор системы постоянного оперативного тока в конфигурации: зарядно-подзарядный агрегат – аккумулятор – цепи питания.

Как уже упоминалось ранее, питание цепей оперативного тока (в данном случае – зарядно-подзарядного агрегата) осуществляется от системы собственных нужд подстанции.

Система собственных нужд подстанции – цепи, которые обеспечивают функционирование объекта. От них питаются не только цепи оперативного тока, но и система освещения, бытовые потребители (при наличии), система отопления КРУН, блоки подогрева приводов выключателей и разъединителей.

3.2 Реконструкция системы собственных нужд

Питание системы собственных нужд подстанции осуществляется от отдельно устанавливаемых в систему КРУН 10 кВ модульных трансформаторов собственных нужд (ТСН) класса напряжения 10/0,4 кВ. Такая схема обеспечивает простоту монтажа и снимает вопросы климатического исполнения оборудования. ТСН находятся в отапливаемом помещении, оснащено системой пожаротушения, защищены от влаги и ультрафиолетового излучения. Такие условия эксплуатации позволяют значительно упростить конструкцию, снизить стоимость закупки и монтажа оборудования.

Проектирование и монтаж системы собственных нужд регламентируется в [12].

Для определения мощности таких трансформаторов необходимо произвести анализ пиковой нагрузки собственных потребителей объекта. Следуя [12] система собственных нужд подстанции - это «совокупность вспомогательных устройств переменного тока и относящейся к ним электрической части, обеспечивающей работу ПС».

Оборудование собственных нужд разделено на категории надежности. Наиболее ответственные потребители относятся к группе А-0, наименее – А-3.

Так, к наиболее ответственной категории относится система контроля и управления доступом (СКУД), автоматическая система пожаротушения (АСПТ), оборудование, питаемое по цепям оперативного тока, блоки принудительного охлаждения силовых трансформаторов. Наименее ответственная категория обычно ограничивается бытовыми потребителями (если на подстанции постоянно присутствует дежурный персонал).

На практике питание наиболее ответственных потребителей дополнительно завязано на аккумуляторы. Определим нагрузку, которая должна обеспечиваться трансформаторами собственных нужд. Потребляемую мощность приборов примем по [1]. Данные по потребителям сведем в таблицу 14.

Таблица 14– Определение суммарной нагрузки системы собственных нужд

Потребитель	Потребление	
	S, кВА	S _Σ , кВА
Блоки принудительного охлаждения СТ	3 × 2	6
КРУН 10 кВ (освещение + отопитель)	5	5
Блок подогрева выключателей 110 кВ	2 × 2	4
Блок подогрева разъединителей 110 кВ	0,7 × 6	4,2
Освещение ОРУ 110 кВ	5	5
ЗУ АКБ системы оперативного тока	10 × 2	20
Бытовые и хоз. Нужды	5	5
ИТОГО		51,2

В целях обеспечения устойчивости работы подстанции в аварийных ситуациях ТСН также выбираются исходя из условия полного взаимного резервирования. Поправкой на потребителей категории А-3 считается возможным пренебречь, так как их доля в общем потреблении пренебрежимо мала (менее 10% общей мощности). Таким образом, номинальная мощности трансформатора собственных нужд подстанции должна превышать значение

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 51,2 \cdot 0,7 = 35,84 \text{ КВА} \quad (43)$$

Данному условию полностью соответствует агрегат марки ТСН-40/10/0,4 кВ. Как уже было упомянуто, данное устройство отличается модульным исполнением, адаптированным для установки в КРУН-10 кВ. СТ имеет сухую изоляцию литого типа.

3.3 Молниезащита и система заземления подстанции

Защита оборудования подстанции от прямых ударов молний является неотъемлемой частью ее электрооборудования. Попадание молнии в элементы высоковольтных устройств не только разрушает объект поражения – набегающие по проводникам волны перенапряжения выводят из строя уязвимую микропроцессорную техника, которая широко используется на современных объектах электросетевой инфраструктуры. Если же не обеспечить достаточный уровень защиты, опасные атмосферные явления могут вызвать броски напряжения в сети потребителя, создав тем самым прецедент нарушения правил [3] и приведя к выходу из строя дорогостоящего оборудования.

Именно поэтому крайне важен корректный расчет системы молниезащиты в совокупности с исправностью системы заземления подстанции, которая должна, помимо прочего, осуществлять безопасное распределение энергии грозового разряда в толще земли.

При осмотре подстанции, результаты которого ранее отражались в пункте 1.1 данной ВКР, было выявлено, что имеющиеся молниезащитные конструкции находятся в неудовлетворительном техническом состоянии – наблюдается деформация несущих металлоконструкций молниеотводов, множественные очаги коррозии, свидетельствующие о падении прочности конструкции.

Кроме того, поскольку в рамках реконструкции электрической части подстанции пересматривается ее схема, а значит и конфигурация ОРУ,

существует необходимость в установке новых молниеотводов. Их расположение и габариты должны быть определены в соответствии с современными нормами и правилами проектирования, которые в случае с молниезащитой отражены в [9].

В качестве кардинальных мер по обеспечению защиты высоковольтного оборудования подстанции предлагается использование комплектных стержневых молниеотводов марки СМ-30 (высота – 30 м.). Необходимо произвести определение расчет радиуса зоны, которую они защищают при условии, что высота наиболее высокого объекта на подстанции, который подлежит защите составляет 6,5 метров (силовой трансформатор).

Расчет производится по следующей формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (44)$$

Форма защищаемой зоны в пространстве – конус. Принимая наибольшую из возможных степеней защиты, определим коэффициент запаса надежности молниезащиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h; r_0 = 0,8 \cdot h$$

Тогда:

$$r_x = \frac{30 \cdot 0,8 \cdot (30 - 6,5)}{30 \cdot 0,8} = 17,5 \text{ м}$$

Исходя из этих данных выполняется размещение стержневых молниеотводов СМ-30 на плане расположения оборудования подстанции, который представлен в графической части выпускной квалификационной работы.

Молниеотводы электрически присоединяются к системе заземления подстанции. Она обеспечивает равномерное распределение потенциала в толще земли, препятствуя повреждению молниеприемной части.

Система заземления подстанции

Кроме того, система заземления подстанции несет в себе ряд иных задач, обеспечивая защиту персонала и оборудования подстанции (в особенности компьютерного и микропроцессорного) от поражения электрическим током.

Заземление экранирующих устройств, которыми оборудованы слаботочные приборы и экранов управляющих кабелей позволяет снизить уровень помех и препятствует сбоям в работе устройств телеметрии.

Необходимо учесть, что в рамках выпускной квалификационной работы рассматривается разработка проекта реконструкции уже существующей понизительной трансформаторной подстанции, которая оснащена собственной системой заземления. В рамках предпроектных изысканий на этапе формирования технического задания на проектирование специалистами АО «РЭС» в числе прочего было произведено измерение параметров существующего заземляющего устройства.

По результатам измерений сделан вывод, что величины сопротивлений заземляющего устройства в полной мере соответствуют существующим нормам и правилам, а сопротивление заземляющего устройства не превышает пороговых значений, регламентируемых в [8].

Таким образом, разработка новой системы заземления в рамках реконструкции понизительной трансформаторной подстанции считается нецелесообразной. Реконструкционные мероприятия ограничатся созданием новых точек заземления путем прокладки наземных проводников при монтаже.

Выводы по третьему разделу.

Итак, в рамках третьего раздела выпускной квалификационной работы определены аспекты реконструкции вспомогательного оборудования подстанции.

Выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для измерения тока на стороне высокого напряжения решено использовать ТОГФ-110-150/5, на стороне низкого - ТОЛ-10-1500/5.

Установка измерительного трансформатора напряжения на стороне высокого напряжения сочтена нецелесообразной. На стороне низкого напряжения решено установить ИТН марки ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100.

Выбраны проводники ошиновки ОРУ 110 кВ. На стороне высокого напряжения применяются гибкие шины марки АС-25/4,2, на стороне низкого – шинные мосты 3×АС-150/24.

Принято решение об использовании постоянного оперативного тока с аккумуляторными батареями в качестве резервного источника питания.

Для питания системы собственных нужд подстанции решено использовать два силовых трансформатора марки ТСН-40/10/0,4 кВ (по одному на каждую секцию КРУН).

Молниезащита выполняется стержневыми молниеотводами марки СМ-30, система заземления удовлетворяет требованиям современных норм и правил и реконструкции не подвергается.

Заключение

По итогу выполнения выпускной квалификационной работы на тему: Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская» сформирован предварительный проект реконструкции объекта.

Осуществлено обследование понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская», в ходе которого выявлено ее неудовлетворительное техническое состояние.

Намечены основные пути решения обнаруженных проблем и сформирован план выполнения проекта реконструкции, позволяющий последовательно нивелировать имеющиеся недостатки.

Произведен расчет основных параметров электрической цепи понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская». А именно:

Выполнено определение нагрузки подстанции в перспективе до 2025 года. В соответствии с прогнозом нагрузка потребителей составит 19,39 МВА.

Осуществлен выбор силовых трансформаторов. В качестве основных преобразовательных установок решено использовать 2 СТ ТДН-16000/110/10 кВ. Максимальный расчетный коэффициент загрузки составил 0,61 (при двух подключенных трансформаторах).

Определены токи трехфазных коротких замыканий. Токи в установившемся режиме составили 10,75 кА и 4,82 кА для стороны высокого и низкого напряжения – соответственно. Ударные токи, в свою очередь, имеют значения 27,35 кА и 13,09 кА.

Выбраны основные коммутационные аппараты подстанции. На стороне 110 кВ решено использовать силовой выключатель ВГТ-110-25/1250 УХЛ1, на стороне 10 кВ - ВВУ-10-20/1600. В качестве разъединителя на ОРУ 110 кВ выбрана модель РГ-110/1000 УХЛ1. Разъединители на стороне 10 кВ являются элементами конструкции КРУН 10 кВ.

Определены аспекты реконструкции вспомогательного оборудования подстанции.

Выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для измерения тока на стороне высокого напряжения решено использовать ТОГФ-110-150/5, на стороне низкого - ТОЛ-10-1500/5.

Установка измерительного трансформатора напряжения на стороне высокого напряжения сочтена нецелесообразной. На стороне низкого напряжения решено установить ИТН марки ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100.

Выбраны проводники ошиновки ОРУ 110 кВ. На стороне высокого напряжения применяются гибкие шины марки АС-25/4,2, на стороне низкого – шинные мосты 3×АС-150/24.

Принято решение об использовании постоянного оперативного тока с аккумуляторными батареями в качестве резервного источника питания. Для питания системы собственных нужд подстанции применить два силовых трансформатора марки ТСН-40/10/0,4 кВ (по одному на каждую секцию КРУН).

Молниезащита выполняется стержневыми молниеотводами марки СМ-30, система заземления удовлетворяет требованиям современных норм и правил и реконструкции не подвергается.

Таким образом, формирование предварительного проекта реконструкции понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Юрьевская» сформирован. Задание на ВКР выполнено в полном объеме, цель выполнения выпускной квалификационной работы достигнута.

Список используемых источников

1. АО «РАДИУС Автоматика» // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru> (дата обращения: 20.04.2023).
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. : Стандартинформ, 1985. 20 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2008. 20 с.
4. Компания Пан-Энерго. Производство комплектных трансформаторных и силовых подстанций // Официальный сайт ООО «Подстанция» URL: <https://www.zavodek.ru/tovary> (дата обращения: 22.08.2023).
5. КРУ-СЭЩ-59 (КРУН) 6, 10 кВ // Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрощит-Самара» URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv> (дата обращения: 14.04.2023).
6. Методики выбора уставок // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru/support/metodiki-vybora-ustavok/> (дата обращения: 20.04.2023).
7. Производство трансформаторов, трансформаторных подстанций, электрооборудования 0,4-110 кВ// Официальный сайт ООО «ЭнергоПром-Альянс» URL: <https://epatrade.ru/catalog/transformatory/> (дата обращения: 18.08.2023).
8. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок М. : Стандартинформ, 2001. 330 с.
9. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования М. : Издательство стандартов, 2010. 20 с.
10. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

- 11.СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Москва : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
- 12.СТО 56947007-29.240.40.263-2018. Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения М. : Издательство стандартов, 2018. 37 с.
- 13.СТО МГАТ 02.01.010 – 2013. Требования к составу, содержанию и правилам оформления результатов предпроектного обследования. М. : ГКУ «МОСГОРТЕЛЕКОМ», 2013. 12 с.
- 14.Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта : электронное учебно-методическое пособие. Тольятти : Издательство ТГУ, 2020.
- 15.Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2018. 136 с.
- 16.Gercek C., Reinders A. Smart Appliances for Efficient Integration of Solar Energy: A Dutch Case Study of a Residential Smart Grid Pilot // Applied sciences, 2019. Vol. 9. Issue 3 Num. 581.
- 17.Lazowski B., Parker P., Rowlands I.H. Towards a smart and sustainable residential energy culture: assessing participant feedback from a long-term smart grid pilot project // Energy, Sustainability and society, 2019. Vol. 8. Num. 27.
- 18.Parejo A., Personal E., Larios D. F., Guerrero J.I., García A., León C. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines // Sensors, 2019. Vol. 19. Issue 3 Num. 576.
- 19.Pramangioulis D., Atsonios K., Nikolopoulos N., Rakopoulos D., Grammelis P., Kakaras E. A Methodology for Determination and Definition of Key Performance Indicators for Smart Grids Development in Island Energy Systems // Energies, 2019. Vol. 12. Issue 2 Num. 242.
- 20.Santos G., Pinto T., Praça I., Vale Z. Iberian electricity market ontology to enable smart grid market simulation // Energy Informatics, 2018. Vol. 1. Num. 13.