

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 питающей подстанции 110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот»

Обучающийся

А. Ф. Шарафутдинов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И.В. Горохов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Работа посвящена реконструкции трансформаторной подстанции ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём реализации мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы, а также модернизацией основного оборудования и оборудования вторичных цепей коммутации, распределительных устройств 110 кВ и 6 кВ подстанции.

Установлено, что внедрение указанных мероприятий способствуют внедрению на подстанции повышенных принципов надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и электробезопасности.

Кроме того, таким образом будет повышена производительность предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, что приведёт к увеличению экономических показателей.

Объём расчётно-пояснительной записки» составляет 56 печатных страниц.

Кроме того, в работу включены шесть чертежей формата А1, выполненные по основным результатам приведённых исследований.

Работа выполнена согласно утверждённому заданию с использованием исходных данных, полученных во время прохождения преддипломной практики на данном предприятии.

Содержание

Введение.....	4
1 Исходная техническая характеристика питающей подстанции.....	6
1.1 Краткая характеристика предприятия	6
1.2 Исходная характеристика питающей подстанции 110/6 кВ.....	8
1.3 Требования нормативных документов к трансформаторным подстанциям энергосистем и химических предприятий	12
1.4 Обоснование предложений по реконструкции питающей подстанции 110/6 кВ	18
2 Разработка проекта реконструкции питающей подстанции.....	20
2.1 Обоснование принятых технических решений на питающей подстанции 110/6 кВ.....	20
2.2 Расчёт электрических нагрузок питающей подстанции 110/6 кВ	22
2.3 Проверка силовых трансформаторов, установленных на питающей подстанции 110/6 кВ.....	25
2.4 Проверочный расчёт проводников воздушных линий на питающей подстанции 110/6 кВ.....	30
2.5 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения питающей подстанции 110/6 кВ.....	33
2.6 Выбор электрических аппаратов для модернизации питающей подстанции 110/6 кВ.....	41
3 Расчёт релейной защиты питающей подстанции	48
Заключение	52
Список используемых источников.....	55

Введение

Известно, что основные цели реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы включают в себя обеспечение повышенной надежности и эффективности функционирования электроэнергетической инфраструктуры. Это достигается путем модернизации устаревших компонентов, внедрения новых технологий и оборудования, а также оптимизации системы управления и мониторинга.

Задачи реконструкции включают в себя анализ текущего состояния подстанций с учетом их технических характеристик и функциональных особенностей. На основе этого анализа разрабатываются проекты по модернизации и улучшению системы, включая замену устаревших компонентов, установку нового оборудования и внедрение современных технологий управления и мониторинга.

Реконструкция также направлена на повышение устойчивости и надежности работы энергосистемы в целом. Для этого внедряются новые схемные решения на подстанции, а также применяются автоматизированные системы контроля, диагностики и управления, которые позволяют оперативно реагировать на изменения в нагрузке и предотвращать возможные аварийные ситуации. Кроме того, важным аспектом реконструкции трансформаторных подстанций является соблюдение требований по энергоэффективности и экологической безопасности.

Актуальность реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы обусловлена несколькими факторами [20]. Во-первых, стареющее оборудование и инфраструктура создают риск для надежности и стабильности энергоснабжения. Устаревшее оборудование может стать причиной отказов и аварий, что приводит к простоям, экономическим потерям и даже угрозам безопасности. Во-вторых, быстро развивающиеся технологии в области энергетики, такие как возобновляемые источники энергии и смарт-системы управления, требуют соответствующего

обновления и модернизации энергетической инфраструктуры для интеграции и оптимального использования.

Кроме того, повышение требований к эффективности и экологической устойчивости энергосистемы создает необходимость в применении современных решений и технологий, которые могут быть внедрены через реконструкцию подстанций. В-третьих, реконструкция обязательно проводится на тех объектах, где схемные решения не соответствуют нормативным документам [4]. Данные аспекты формулируют и обуславливают актуальность настоящей работы.

Основной целью работы является реконструкции трансформаторной подстанции ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём реализации мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы.

Предположительно, внедрение указанных мероприятий способствуют внедрению на подстанции повышенных принципов надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и электробезопасности. Кроме того, таким образом будет повышена производительность предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, что приведёт к увеличению экономических показателей. Данные предположения необходимо подтвердить в работе расчётно-аналитическим путём.

Объектом исследования является электрическая часть подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти.

Предмет исследования отражает и учитывает характеристики параметров надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти. В работе предложить соответствующие рекомендации по тематике данной работы с учётом полученных результатов. Работа выполняется с применением принятых методов исследования согласно утверждённому заданию.

1 Исходная техническая характеристика питающей подстанции

1.1 Краткая характеристика предприятия

В работе рассматривается подстанция 110/6 кВ, которая является одной из питающих подстанций ПАО «Куйбышевазот» Самарской области.

ПАО «Куйбышевазот» территориально находится в г. Тольятти Самарской области, улица Новозаводская, дом 6.

Предприятие ПАО «Куйбышевазот» является одним из ведущих производителей следующей продукции, которая используется не только в Российской Федерации, а и за её пределами, играя очень большое значение в сфере химической промышленности.

Основными видами продукции ПАО «Куйбышевазот», которые востребованы на современных мировых рынках, являются следующие товары [10]:

- аммиак газообразный и жидкий;
- газы, используемые в промышленности и в быту (аргон, двуокись углерода, гептан, циклогексанон и прочие);
- удобрения на химической и органической основе (азотные, калийные, фосфатные, комбинированные, селитра);
- синтетические ткани и нити (капролактамы, полиамид, кордные ткани и нити);
- пластмассы и их соединения (структурные, инженерные, промышленные);
- изделия промышленной и бытовой химии (моющие средства, порошки, антисептики и прочие);
- кальцинированная сода и её производные;
- пищевая сода;
- растворители, лаки, краски, разбавители, грунты и прочие товары химической промышленности.

Вся продукция ПАО «Куйбышевазот» проходит контроль качества и поступает на отечественные и мировые рынки, где пользуется большим спросом.

Управляет ПАО «Куйбышевазот» Совет директоров, в составе которого «сформированы Комитет по аудиту, Комитет по кадрам и вознаграждениям и социальной политике, Комитет по стратегическому развитию и Комитет по корпоративному управлению, работе с акционерами и общественностью» [10].

«Председателем совета директоров ПАО «Куйбышевазот» избран Герасименко Виктор Иванович» [10].

ПАО «Куйбышевазот» полностью интегрировало своё производство под потребности мирового и отечественного рынка, при этом «неустанно модернизируя и реконструируя производственно-технологический процесс, логистическую структуру.

Также большое внимание, в связи с увеличением объёмов производства, в ПАО «Куйбышевазот» уделяется совершенствованию материально-технической базы путём ввода новых мощностей, а также реконструкции и модернизации устаревших звеньев, участков и узлов предприятия» [10].

Предприятие ПАО «Куйбышевазот» является крупным энергоёмким предприятием химической промышленности, поэтому требует значительных питающих мощностей.

Питание ПАО «Куйбышевазот» осуществляется от энергосистемы с помощью сети понизительных трансформаторных подстанций напряжением 110/6 кВ.

Некоторые из этих питающих подстанций «110/6 кВ устарели морально и технически, поэтому не отвечают современным требованиям по обеспечению надёжности потребителей такого энергетически важного предприятия химической промышленности, как ПАО «Куйбышевазот»» [10].

Реконструкция одной из таких питающих ТП-110/6 кВ рассматривается в данной работе, обуславливая её актуальность.

Данная подстанция детально рассматривается и анализируется в работе далее.

1.2 Исходная характеристика питающей подстанции 110/6 кВ

«Рассматриваемая в работе электрической части понизительной подстанции переменного напряжения ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области, является одной из питающих подстанций данного предприятия, обеспечивая качественной электроэнергией своих потребителей на номинальном напряжении 6 кВ с последующей трансформацией до напряжения 0,4 кВ.

Питание рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного напряжения 110/6 кВ от энергосистемы, осуществляется одной воздушной линией 110 кВ.

Таким образом, на шины 110 кВ подстанции приходит один ввод от питающей подстанции энергосистемы.

Рассматриваемая в работе питающая понизительная подстанция переменного напряжения ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области, до внедрения мероприятий и рекомендаций по модернизации, состояла из следующих элементов (графический лист 1). Все они перечислены далее» [10].

«Первым элементом является распределительное устройство высшего напряжения 110 кВ (далее – ОРУ 110 кВ) – конструктивно выполнено открытым по двухлучевой радиальной схеме электроснабжения без применения ремонтной перемычки, что не соответствует требованиям» [4].

«От сборных шин 110 кВ, которые получают питание от питающей подстанции энергосистемы, для питания двух трансформаторов применяются по одной линии (фидера) 110 кВ.

Таким образом, от шин 110 кВ получают питание две отходящие линии 110 кВ (по числу силовых трансформаторов в схеме).

На отходящих линиях в ОРУ-110 кВ подстанции, установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели: на первом вводе Т1 – выключатель марки МКП-110-630-10 БУ1 – 1 единица (дата изготовления – 01.01.1985, дата ввода в эксплуатацию на подстанции – 01.09.1994), на втором вводе Т2 – выключатель марки ВТ-110-630-12,5 – 1 единица (дата изготовления – 01.01.1993, дата ввода в эксплуатацию на подстанции – 01.09.1989);
- разъединители марки СОНК 12-31,5 (страна-производитель – Венгрия) – 3 единицы (дата изготовления – 25.03.1984, введён в эксплуатацию на подстанции в 1989 году);
- измерительный трансформатор тока марки ТФЗМ-110Б-У1 – 1 единица (год изготовления – 1984, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году в результате модернизации вторичных цепей);
- измерительный трансформатор напряжения марки НАМИ-110 – 1 единица (год изготовления – 2004, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году в результате модернизации вторичных цепей);
- вентильные разрядники РВС-110 (год изготовления – 1987, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции в 1989 году).

На подстанции 110/6 кВ установлены такие марки силовых трансформаторов:

- трансформатор 1Т – ТМН-4000/110 (год изготовления – 1994, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции – 1997);
- трансформатор 2Т – ТМН-6300/110 (год изготовления – 1993, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции – 1997)» [10].

«Далее рассматривается распределительное устройство номинальным напряжением 6 кВ (далее - РУ-6 кВ) – конструктивно выполнено комплектным наружной установки (далее – КРУН) с применением ячеек типа К-VII (год производства – 1996, введены в эксплуатацию на подстанции в 2002 году)» [10] .

«На отходящих линиях в РУ-6 кВ установлены следующие защитные и коммутационные аппараты:

- масляные горшковые выключатели: на первом и втором вводе, в качестве секционного выключателя, а также на отходящих линиях «Эл.котел-1» и «Эл.котел-2» – выключатели марки ВМПЭ-10/630 – 5 единиц (год изготовления – 1987, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1992), на отходящих линиях «Цех производства аммиака-1» и «Резерв» – выключатели марки ВМГ-10/630 – 2 единицы (год изготовления – 1986, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1989);
- разъединители марки РВФ-10/630 – 16 единиц (год изготовления – 1987, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1989);
- измерительные трансформаторы тока марки ТПОЛ-10 – по 2 единицы в 5 присоединениях по схеме полной звезды (год изготовления – 1992, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году);
- измерительные трансформаторы тока марки ТПЛ-10 – по 2 единицы в 2 присоединениях по схеме полной звезды (год изготовления – 1992, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году);
- измерительные трансформаторы напряжения марки НТМИ-6-66 – 2 единицы (год изготовления – 1981, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2002);

- вентильные разрядники марки РВО-6 (год изготовления – 1989, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1992) – 2 присоединения, по 3 единицы на каждое присоединение;
- вентильные разрядники марки РВП-6 (год изготовления – 1988, 1990, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1992) – 2 присоединения по 3 единицы на каждое присоединение.

Кроме того, для обеспечения собственных нужд на понизительной подстанции переменного напряжения ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области есть также два трансформатора собственных нужд (далее – ТСН):

- трансформатор ТСН-1 – марка ТМ-40/6 (произведён в 1995 году, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году);
- трансформатор ТСН-2 – марка ТМ-40/6 (произведён в 1994 году, введён в эксплуатацию на подстанции в 2002 году)» [10].

«Трансформаторы собственных нужд на подстанции были установлены в 2002 году вместе с проведением модернизации вторичных цепей на питающей ПС-110/6 кВ.

Потребителями питающей понизительной подстанции ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской» [10] области являются два крупных энергоёмких объекта предприятия: цех калийных удобрений (два высоковольтных ввода 6 кВ) и цех производства аммиака, имеющий также два ввода напряжением 6 кВ.

На данных объектах также расположены по две цеховые понизительные подстанции, понижающие напряжение 6 кВ до напряжения 0,4 кВ, распределяя его потребителям.

В виду того, что данные цеховые ТП не являются объектом исследования, в данной работе они детально не рассматриваются.

«Технические данные нагрузки потребителей подстанции 110/6 кВ предприятия» [10], представлены в таблице 1.

Таблица 1 – «Технические данные нагрузки потребителей подстанции 110/6 кВ предприятия» [10]

Номер секции шин РУ-6 кВ	Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	Максимальная активная нагрузка, Рм, кВт
I	3	Цех калийных удобрений-1	1800
I	4	Цех производства аммиака-1	800
I	-	ТСН-1	30
Всего по I секции шин РУ-6 кВ			2630
II	7	Цех калийных удобрений-2	1000
II	8	Цех производства аммиака-2	2200
II	-	ТСН-2	30
Всего по II секции шин РУ-6 кВ			3230
Всего по ТП-110/6 кВ			5860

«Исходная схема электрических соединений ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области до проведения модернизации приведена на графическом листе 1» [10].

1.3 Требования нормативных документов к трансформаторным подстанциям энергосистем и химических предприятий

«Трансформаторные подстанции химических предприятий являются связующим звеном в трансформации электроэнергии при передаче её потребителям.

Трансформаторные подстанции являются важнейшим звеном при передаче и распределении электроэнергии при использовании «классической схемы» (рисунок 1)» [13].

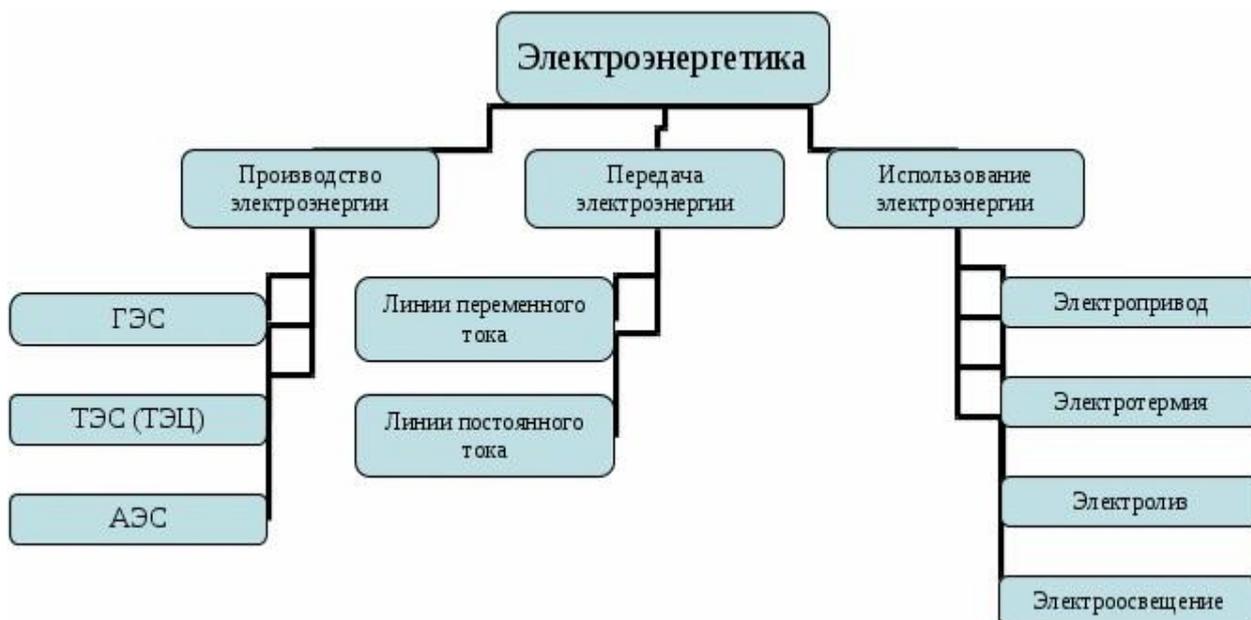


Рисунок 1 – «Место трансформаторных подстанций в классической схеме производства и передачи электроэнергии» [13]

«Требования к реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы определяются комплексом факторов» [13], включая необходимость обеспечения высокой надежности и стабильности работы энергетической инфраструктуры, соответствие современным техническим стандартам и нормативам, а также адаптацию к изменяющимся потребностям и технологическим требованиям энергосистемы.

«Важнейшими требованиями в данном вопросе являются обеспечение совместимости и согласованности с соседними элементами энергетической системы для обеспечения бесперебойной работы всей энергетической структуры, а также учет энергоэффективности и экологической безопасности в процессе реконструкции.

Дополнительные требования включают в себя использование современных технологий и материалов, обеспечение гибкости и масштабируемости системы для возможности адаптации к будущим изменениям в энергетической инфраструктуре» [13], а также строгое соблюдение нормативов по электробезопасности.

Также требования к реконструкции трансформаторных подстанций

энергосистемы также включают в себя необходимость учета экономической эффективности и финансовой целесообразности проекта.

Это означает, что реконструкция должна быть выполнена с учетом оптимального использования ресурсов, минимизации затрат и максимизации эффективности вложений.

Кроме того, данные требования также могут включать в себя адаптацию к современным тенденциям в энергетике, таким как цифровизация и автоматизация процессов, использование интеллектуальных систем управления и мониторинга, а также интеграция возобновляемых источников энергии.

Важно также учитывать социальные аспекты реконструкции, такие как минимизация воздействия на окружающую среду и обеспечение безопасности для населения и работников, выполняющих ремонт, обслуживание и монтаж на подстанции [11].

Кроме того, в число основных требований также входит согласование схемных решений при реконструкции подстанций. При этом схемы должны быть простыми, надёжными и экономичными.

Очень важно, чтобы схемы соответствовали требованиям к питанию соответствующей категории надёжности, к которой относится большинство потребителей подстанции.

Известно, что требования к питанию потребителей различных категорий надёжности определяются, исходя из их особенностей и важности обеспечения непрерывного электроснабжения [6], [13].

«Потребители первой категории надёжности, обычно относящиеся к объектам критические инфраструктуры или первостепенной производственной важности, таким как важнейшие предприятия со сложным технологическим процессом, требуют высокой степени надёжности электроснабжения» [13].

Для них применяется два независимых источника питания с резервированием устройством АВР [6], [13].

Потребители первой особой категории надежности, обычно относящиеся к объектам критической важности, таким как медицинские учреждения, требуют ещё более высокой степени надежности электроснабжения.

Для них критически важно обеспечение непрерывности энергоснабжения в любых условиях, включая аварийные ситуации.

Для таких потребителей используются два независимых источника питания и третий (собственный) источник [6], [13].

Принцип питания потребителей первой особой категории надёжности представлен на рисунке 2.

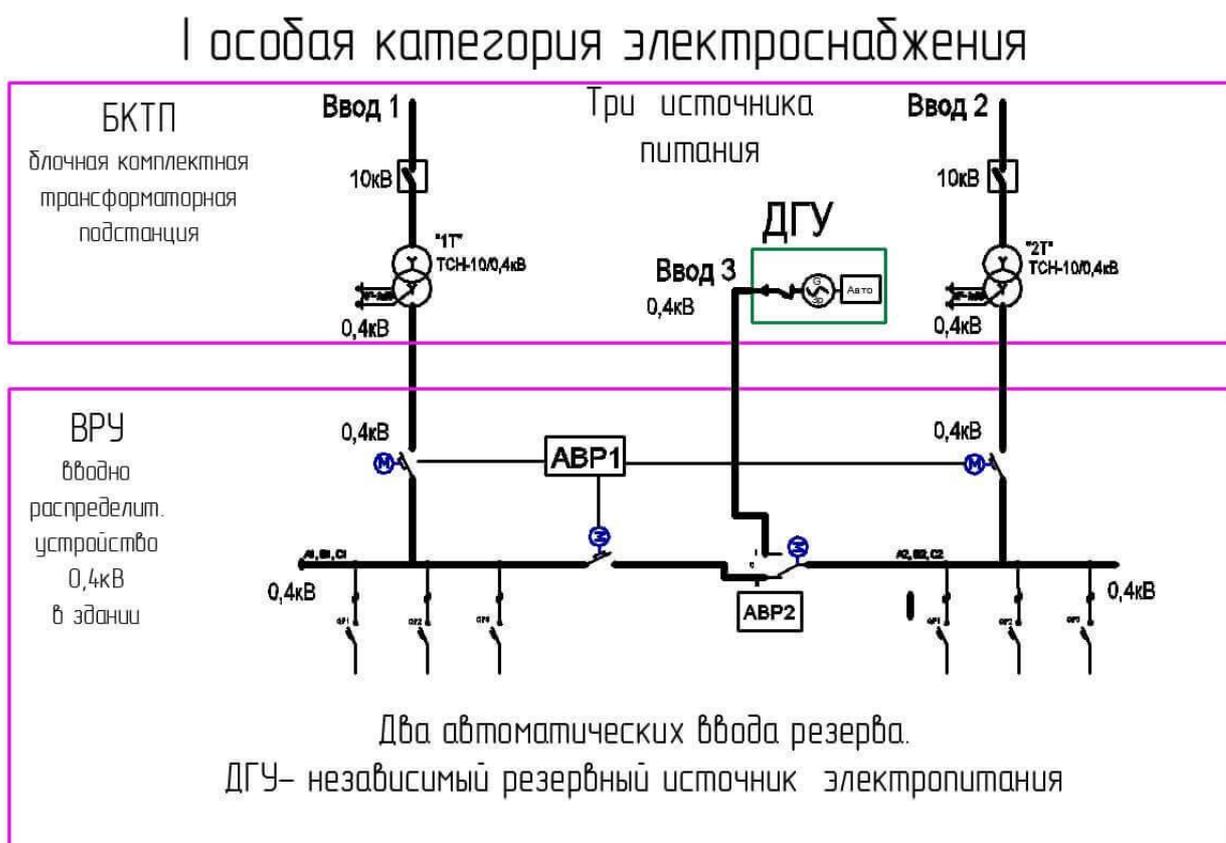


Рисунок 2 – Принцип питания потребителей первой особой категории надёжности

Потребители второй категории надежности, например, важные промышленные предприятия или инфраструктурные объекты, также имеют высокие требования к надежности электроснабжения, однако допускаются

кратковременные перерывы в случае аварийных ситуаций, но такие перерывы должны быть минимальными и поддерживаемыми в пределах установленных норм.

Для них применяется два независимых источника питания с резервированием с ручным включением резервного питания [6], [13].

Принцип питания потребителей второй категории надёжности представлен на рисунке 3.

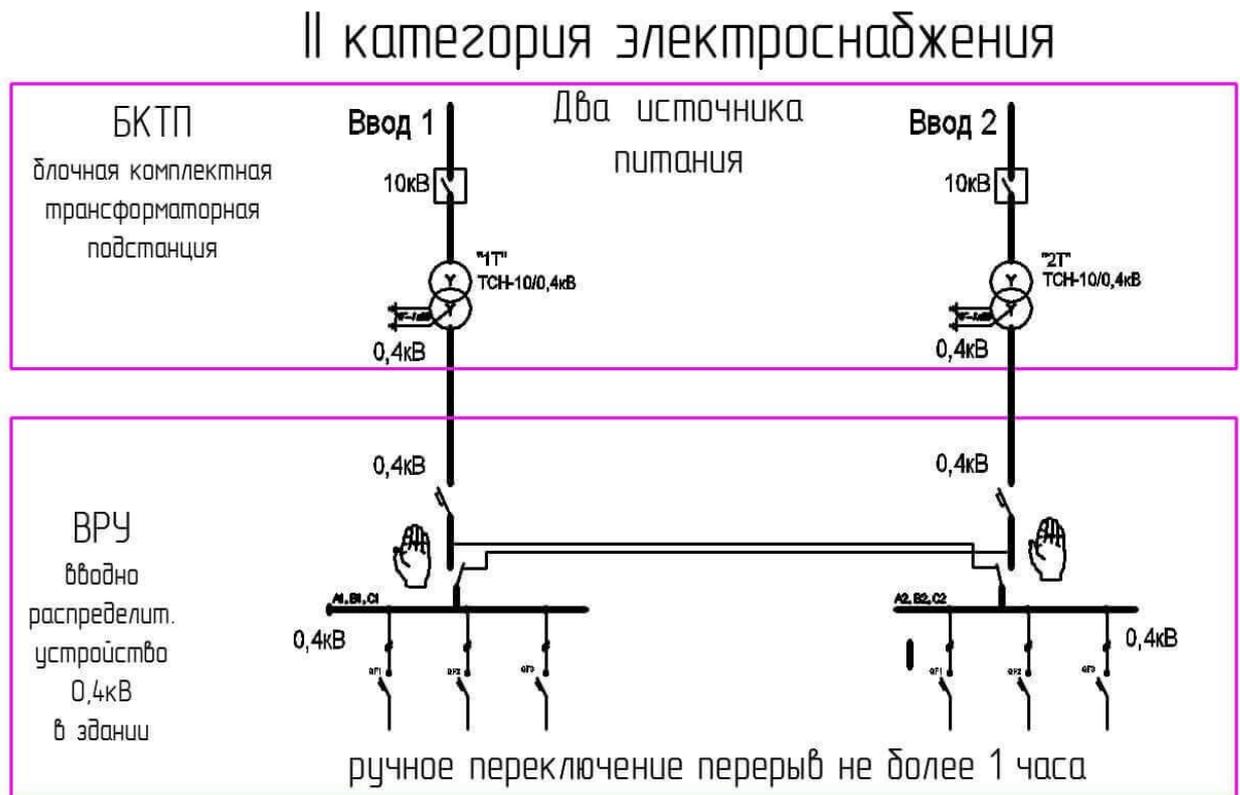


Рисунок 3 – Принцип питания потребителей второй категории надёжности

Потребители третьей категории надёжности, такие как жилые здания или некритические объекты инфраструктуры, могут переносить кратковременные перерывы в электроснабжении в случае плановых или аварийных работ.

Однако в общей сложности недопустимо превышение установленных временных интервалов без электропитания (на период не больше одних суток) [6], [13].

Принцип питания потребителей третьей категории надёжности представлен на рисунке 4.

III категория электроснабжения

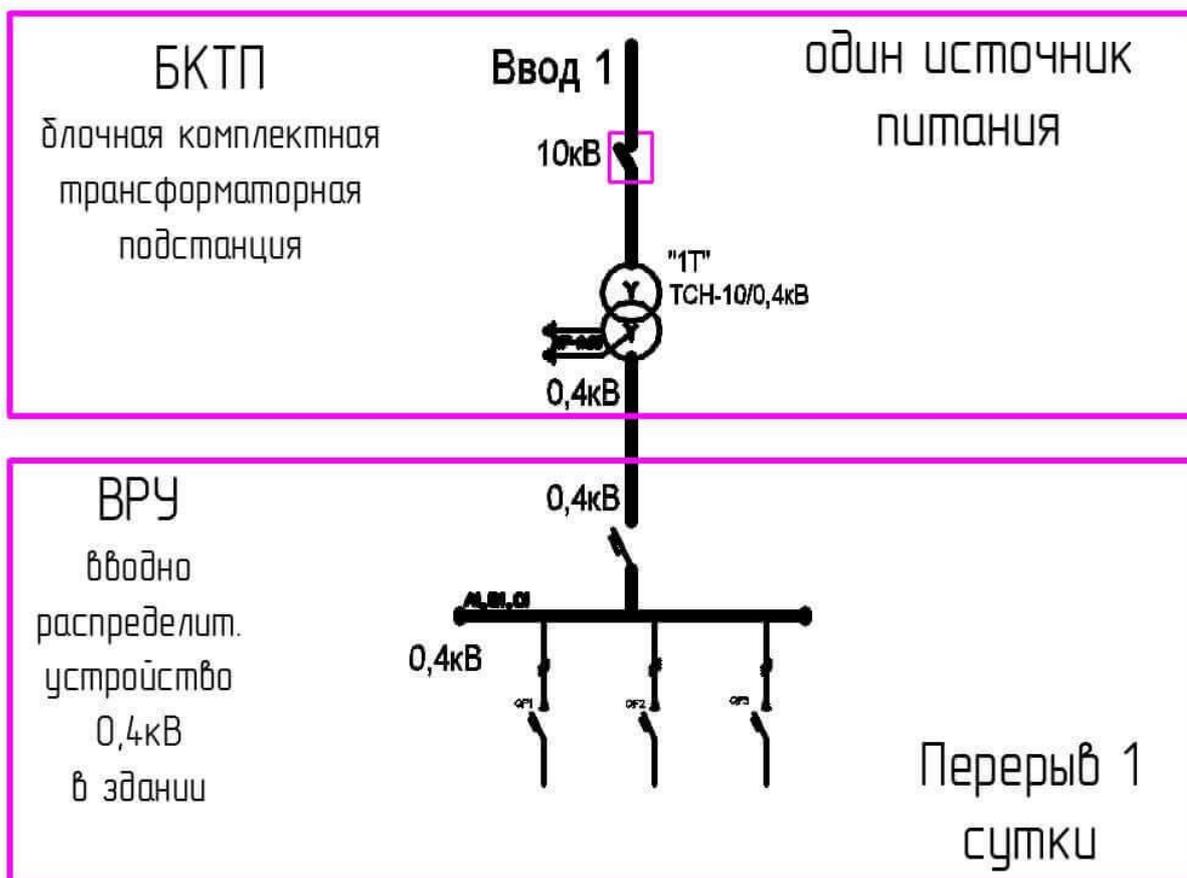


Рисунок 4 – Принцип питания потребителей третьей категории надёжности

Таким образом, требования к питанию потребителей различных категорий надёжности варьируются в зависимости от степени их критичности и включают в себя обеспечение непрерывности электроснабжения, минимизацию временных перерывов, а также соблюдение установленных норм и стандартов безопасности [6], [13].

1.4 Обоснование предложений по реконструкции питающей подстанции 110/6 кВ

«В данной работе, после проведения анализа, предложены рекомендации по реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот», включающие в себя следующие основные этапы, а именно:

- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 110 кВ, предусматривающей ввод дополнительной линии для отдельного питания силовых трансформаторов, что соответствует требованиям к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности;
- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-110 кВ и РУ-6 кВ, а также устройств релейной защиты и автоматики подстанции, путём замены их на современные модели и марки, отличающиеся улучшенными техническими и экономическими характеристиками» [6], [13].

«Основным мероприятием по реконструкции объекта является следующее: установлено, что в схеме электрических соединений подстанции ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области необходимо провести реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 110 кВ. Такая реконструкция предусматривает ввод дополнительной линии для отдельного питания силовых трансформаторов, что соответствует требованиям к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности» [13].

Известно, что внедрение указанных мероприятий способствуют внедрению на подстанции повышенных принципов надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и электробезопасности.

Кроме того, таким образом будет повышена производительность предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, что приведёт к

увеличению экономических показателей.

Следовательно, при реализации данных мероприятий, основная цель и задачи работы и проводимых исследований, будут достигнуты.

Выводы по разделу 1.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную «(предусматривается капитальная реконструкция схемы с вводом дополнительной питающей линии);
- замена некоторых устаревших аппаратов в ОРУ-110 кВ и РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств» [13].

Внедрение указанных мероприятий способствуют внедрению на подстанции повышенных принципов надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и электробезопасности. Кроме того, таким образом будет повышена производительность предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, что приведёт к увеличению экономических показателей. Следовательно, при реализации данных мероприятий, основная цель и задачи работы и проводимых исследований, будут достигнуты.

Данные мероприятия разрабатываются и внедряются в работе далее.

2 Разработка проекта реконструкции питающей подстанции

2.1 Обоснование принятых технических решений на питающей подстанции 110/6 кВ

С целью внедрения проекта реконструкции питающей подстанции 110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области, далее в работе предлагается провести обоснование выбора электрических аппаратов, которые будут установлены на объекте с целью повышения надёжности и экономичности всей системы электроснабжения в целом.

Известна общая классификация и назначение электрических аппаратов (рисунок 5).



Рисунок 5 – Классификация и назначение электрических аппаратов

Исходя из классификации и назначения электрических аппаратов, далее следует рассмотреть их основные современные модификации и разработки.

«В результате проведения анализа основных типов выключателей высокого напряжения установлено, что для применения в современных электроустановках рекомендованы следующие типы современных выключателей:

- вакуумный,
- электромагнитный,
- элегазовый» [7].

При этом в сети 110 кВ рекомендовано использовать надёжные разработки элегазовых или вакуумных выключателей, в сети 6 кВ подходят для применения все вакуумный и электромагнитный типы выключателей высокого напряжения, так как элегазовые выключатели для классов напряжения 6 кВ в мировой практике не производятся.

«В результате проведения анализа разработок и типов оборудования установлено, что для применения на понизительной подстанции рекомендовано использовать следующие современные типы оборудования:

- выключатели высокого напряжения – вакуумный, электромагнитный, элегазовый;
- разъединители – современные модификации разъединителей горизонтально-поворотного и вертикально-поворотного типа;
- аппаратов защиты от перенапряжений – современные разработки ограничителей перенапряжения» [7].

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования. Такие мероприятия включают замену схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную

(предусматривается капитальная реконструкция схемы с вводом дополнительной питающей линии).

Обоснование данных предложений по реконструкции аргументировано требованиями [13], которые относятся к источникам питания потребителей и объектов I и II категорий надёжности.

Принцип питания и резервирования в такой схеме упрощённо показан ранее в работе на рисунках 2-4.

Следовательно, для питания любого энергетического объекта, большинство потребителей которого относятся к первой и второй категориям надёжности, обязательно необходимо иметь в схеме два независимых источника питания.

В исходной схеме данный принцип не соблюден, следовательно, его необходимо исправить в результате реконструкции. Таким образом, все требования в реконструкции подстанции в работе были учтены, внесены на схему и показаны на графическом листе 2.

2.2 Расчёт электрических нагрузок питающей подстанции 110/6 кВ

«Целью расчёта электрических нагрузок на подстанциях является определение ожидаемого объёма электрической мощности» [9], который будет потребляться подключенными к сети потребителями в определённый период времени. Этот расчёт осуществляется для обеспечения оптимального функционирования и надёжности работы электроэнергетической системы, позволяя адаптировать её к требуемым нагрузкам и обеспечивать стабильное электроснабжение.

«Расчётная реактивная и полная нагрузка присоединений потребителей понизительной подстанции 110/6 кВ» [9]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot tg\varphi_{номр}, \quad (1)$$

где P_{np} , Q_{np} , – «соответственно значения расчётных активной и

реактивной нагрузок подстанции» [9].

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (2)$$

где S_{np} – значения полной расчётной нагрузки подстанции.

«На примере присоединения «Цех калийных удобрений-1» (ячейка 3 РУ-6 кВ) по условиям (1) и (2)» [9]:

$$Q_{np.} = 1800 \cdot 0,54 = 972 \text{ квар},$$

$$S_{np.} = \sqrt{1800^2 + 972^2} = 2045,7 \text{ кВА}.$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей 10 кВ понизительной подстанции ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области с приведением результатов расчёта в форме таблицы 5» [9].

Таблица 5 – Результаты расчёта электрических нагрузок

Номер секции шин РУ-6 кВ	Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	$P_{np.}$, кВт	$Q_{np.}$, квар	$S_{np.}$, кВА
I	3	Цех калийных удобрений-1	1800	972	2045,7
I	4	Цех производства аммиака-1	800	432	909,2
I	-	ТСН-1	30	16,2	34,1
Всего по I секции шин РУ-6 кВ (без учёта значения K_0)			2630	1420,2	2989
II	7	Цех калийных удобрений-2	1000	540	1136,5
II	8	Цех производства аммиака-2	2200	1188	2500
II	-	ТСН-2	30	16,2	34,1
Всего по II секции шин РУ-6 кВ (без учёта значения K_0)			3230	1744,2	3670,8
Всего по ТП-110/6 кВ (без учёта значения K_0)			5860	3164,4	6660,0

«Значение расчётной активной нагрузки секций шин РУ-6 кВ» [9]:

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где K_0 – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 6 кВ в РУ-6 кВ» [9].

«По условию (3) на примере I секции шин РУ-6 кВ» [9]:

$$P_{II} = 0,9 \cdot 2630 = 2367 \text{ кВт}.$$

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций шин РУ-6 кВ» [9]:

$$Q_{II} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}. \quad (4)$$

«Согласно (4) на примере I секции шин РУ-6 кВ» [9]:

$$Q_{II} = 0,9 \cdot 1420,2 = 1278,2 \text{ квар}.$$

«Значение расчётной полной нагрузки секций шин РУ-6 кВ» [9]:

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2}. \quad (5)$$

«Согласно (5) на примере I секции шин РУ-6 кВ» [9]

$$S_{II} = \sqrt{2367^2 + 1278,2^2} = 2690 \text{ кВА}.$$

Аналогично проведены расчёты нагрузок секций сборных шин РУ-6 кВ и результаты представлены в форме таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта нагрузок секций сборных шин РУ-6 кВ

Наименование секции сборных шин РУ-6 кВ/ТП	$P_{п.}$, кВт	$Q_{п.}$, квар	$S_{п.}$, кВА
Всего по I секции шин РУ-6 кВ	2367	1278,2	2690
Всего по II секции шин РУ-6 кВ	2907	1569,8	3303,8
Всего по ТП-110/6 кВ	5274	2848	5993,8

«Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области, используются в работе далее» [1].

2.3 Проверка силовых трансформаторов

«Как было указано ранее, на рассматриваемой в работе подстанции переменного напряжения ТП-110/6 кВ установлены такие марки силовых трансформаторов:

- трансформатор 1Т – ТМН-4000/110 (год изготовления – 1994, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции – 1997);
- трансформатор 2Т – ТМН-6300/110 (год изготовления – 1993, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции – 1997).

Оба силовые трансформатора на подстанции находятся в рабочем исправном состоянии и периодически проходили регламентные текущие и капитальные ремонты.

Они были заменены в результате реконструкции, проведённой в ячейках трансформаторов подстанции в 1997 году.

Далее в работе проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы.

Для проверки трансформаторов подстанции на загрузочную способность, в работе используется упрощенный суточный график нагрузок потребителей подстанции, представленный на рисунке 6» [15].

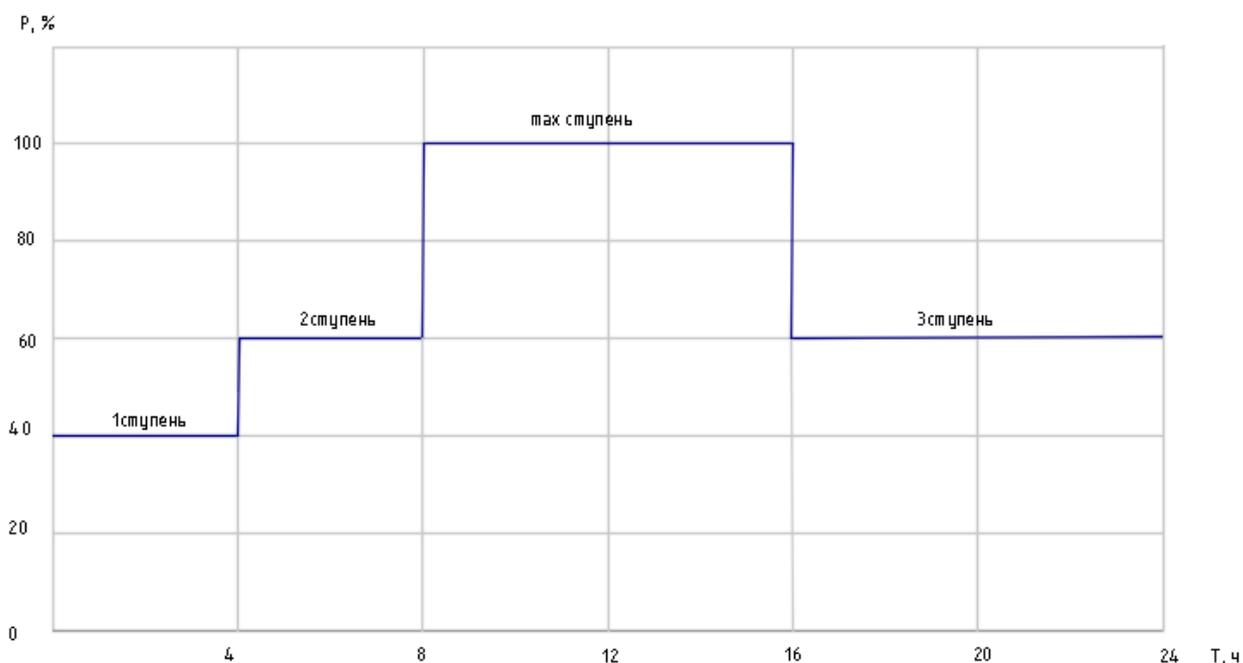


Рисунок 6 – «Суточный график нагрузок потребителей ТП-110/6 кВ» [15]

«Исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ двухтрансформаторной подстанции» [18]:

$$S_{ном.Т} \geq 0,7 \cdot S_{max.пс}, МВА. \quad (6)$$

«Выбранные трансформаторы проверяются на аварийную перегрузку по значениям допустимых коэффициентов» [2]:

$$K_2 \leq K_{2доп}, \quad (7)$$

где « K_2 – расчетный коэффициент аварийной перегрузки;

$K_{2доп}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки» [2].

$$S_{max} \leq S_{ном.Т} \cdot K_{2доп}. \quad (8)$$

«Значение максимального значения полной мощности суточного графика» [15]:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \text{ МВА.} \quad (9)$$

«Для трансформатора 1Т – ТМН-4000/110» [18]

$$S_{\max} = \frac{2,63}{0,95} = 2,77 \text{ МВА.}$$

«Для всех остальных ступеней суточного графика» [18]

$$2,77 \text{ МВА} - 100 \%$$

$$S_{1\text{см.}} - 40 \%$$

«Для первой ступени суточного графика нагрузки трансформатора 1Т» [18]:

$$S_{1\text{см.}} = \frac{2,77 \cdot 40}{100} \approx 1,1 \text{ МВА.}$$

«Для второй и третьей ступеней суточного графика нагрузки трансформатора 1Т» [18]:

$$S_{2\text{см.}} = S_{3\text{см.}} \approx \frac{2,77 \cdot 60}{100} = 1,66 \text{ МВА.}$$

«Расчётная мощность силового трансформатора 1Т» [18]:

$$S_{ном.т.р.} \geq 0,7 \cdot 2,77 \approx 1,9 \text{ МВА.}$$

Аналогичные условия также выполняются и соблюдаются для второго трансформатора Т2 подстанции 110/6 кВ.

«Значение начальной нагрузки K_1 » [2]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \text{ о.е.} \quad (10)$$

«По условию (10) для трансформатора 1Т – ТМН-4000/110» [2]

$$K_{1m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{1,1^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 8}{16}} \approx 0,38$$

«Значение нагрузки эквивалентного графика нагрузки подстанции» [2]:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \text{ о.е.} \quad (11)$$

«По условию (11) для трансформатора 1Т – ТМН-4000/110» [2]:

$$K'_{2m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{2,77^2 \cdot 8}{8}} \approx 0,69$$

«Все полученные в работе значения для силового трансформатора 1Т ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевэзот» г. Тольятти Самарской области откладываются на эквивалентном графике нагрузки на рисунке 7» [15].

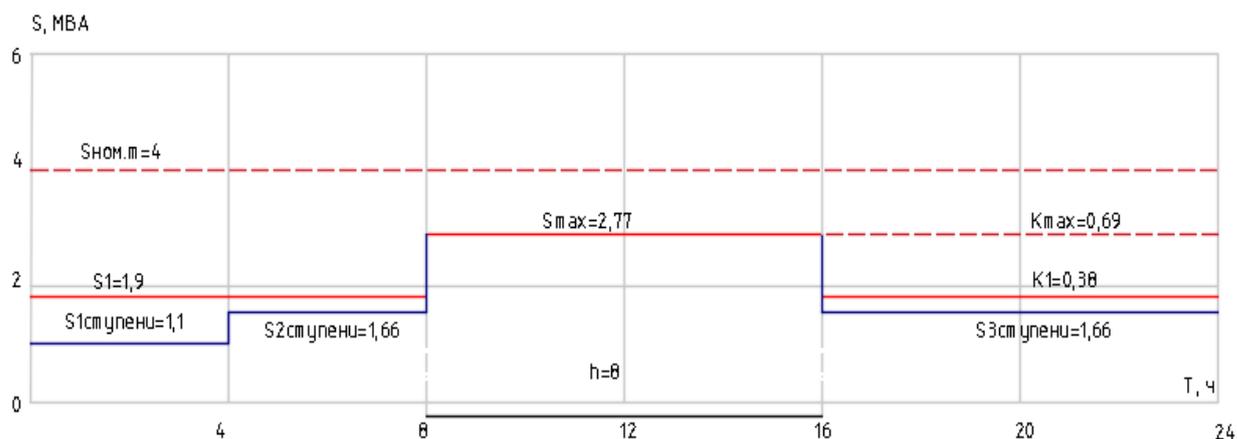


Рисунок 7 – «Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки» [18]

«Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора при системе охлаждения типа М, $\theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,38$, $h = 8 \text{ ч}$ определяется $K_{2доп} = 1,14$, что превышает коэффициент фактической перегрузки » [2]

«Проверка соблюдения условия» [2]:

$$S_{\max} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}. \quad (12)$$

По условию (12) для трансформатора 1Т:

$$S_{\max} = 2,77 \text{ МВА} \leq 4 \cdot 1,14 = 4,56 \text{ МВА}.$$

«Эквивалентный двухступенчатый для трансформатора 2Т ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области представлен в работе на рисунке 8» [18].

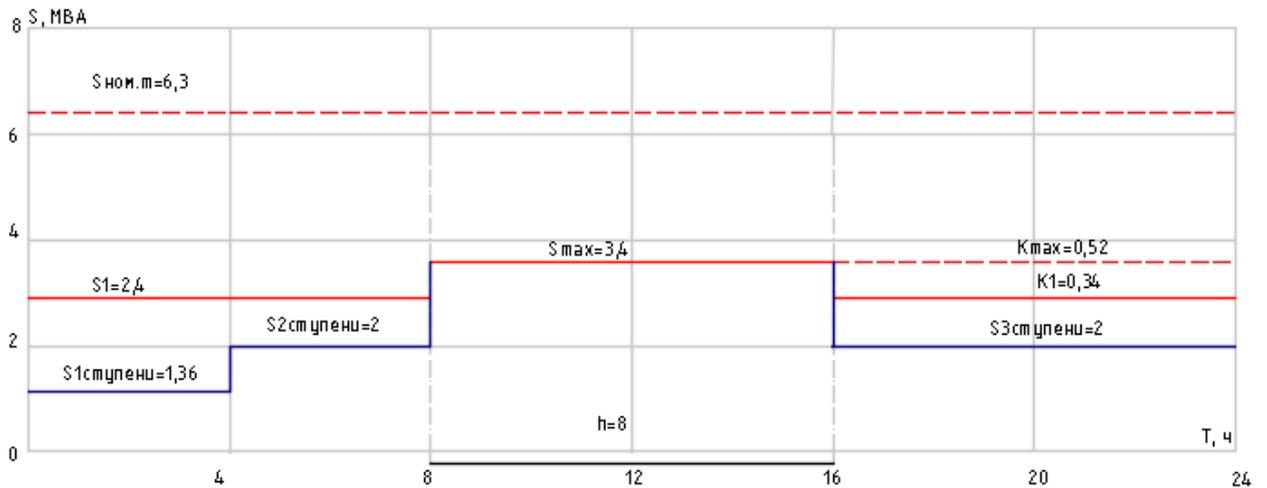


Рисунок 8 – «Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый для трансформатора 2Т» [18]

«Следовательно, оба силовых трансформатора, установленные на ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области, удовлетворяют условиям всех требуемых проверок, согласно данным суточного графика нагрузки подстанции» [18].

2.4 Проверочный расчёт проводников воздушных линий на питающей подстанции 110/6 кВ

«Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) осуществляется по экономической плотности тока по известному выражению» [16]:

$$F_3 = \frac{I_M}{j_3}, \quad (13)$$

где I_M – максимальный рабочий ток линии, А;

j_3 – «экономически выгодная плотность тока, А/мм²» [13].

«Расчёт максимальных рабочих токов проводится с учётом резервирования в схеме подстанции по выражению:

$$I_m = K_p \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (14)$$

где « S_p – максимальное значение нагрузки, кВА;

K_p – коэффициент резервирования нагрузки согласно схеме электрических соединений (принимается в работе с учётом отключения потребителей III категории надёжности $K_p = 1,4$)» [17].

С учётом полученных результатов расчёта нагрузок:

$$I_m = 1,4 \frac{2770}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 20,4 \text{ А.}$$

«Результаты расчётов максимальных рабочих токов ТП-110/6 кВ представлены в таблице 8» [17].

Таблица 8 – «Результаты расчётов максимальных рабочих токов подстанции 110/6 кВ» [17]

Напряжение	Номер ячейки РУ-6 кВ	Элемент (присоединение)	$S_{\max},$ кВА	I_m, A
110 кВ	-	1Т	2770	20,4
110 кВ	-	2Т	3400	25,0
6 кВ	-	1Т	2770	373,2
6 кВ	-	2Т	3400	458,0
6 кВ	3	Цех калийных удобрений-1	2045,7	275,6
6 кВ	4	Цех производства аммиака-1	909,2	122,5
6 кВ	-	ТСН-1	34,1	4,6
6 кВ	7	Цех калийных удобрений-2	1136,5	153,1
6 кВ	8	Цех производства аммиака-2	2500	336,8
6 кВ	-	ТСН-2	34,1	4,6

Сечение питающей линии 110 кВ для питания Т1:

$$F_{э.р} = \frac{20,4}{1,1} = 18,5 \text{ мм}^2.$$

Для питания Т1 на стороне 110 кВ, предлагается выбрать двухцепную линию электропередачи с проводом марки АС-70/11 (допустимый ток нормального режима – 265 А).

«Проверка по условиям допустимого перегрева» [17]:

$$I_{\partial} \geq I_m, \quad (15)$$

где I_{∂} – «значение длительно – допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А» [5].

Проверка по механической прочности» [16]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (16)$$

«Проверка ранее выбранной воздушной линии 110 кВ для питания Т1 выполняется» [16]:

$$265 \text{ А} > 20,4 \text{ А}.$$

$$70 \text{ мм}^2 = 70 \text{ мм}^2.$$

«Условия проверок выполняются, следовательно, данный провод марки АС-70/11 полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки и может быть установлен на питающей воздушной линии 110 кВ для электроснабжения ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области.

Аналогично выбраны остальные проводники питающей (110 кВ) и распределительной (6 кВ) сетей подстанции (таблица 9)» [16].

Таблица 9 – Выбор проводников для установки на подстанции

Напряжение	Номер ячейки РУ-6 кВ	Элемент (присоединение)	Сечение провода	Марка провода	I_0 , А
110 кВ	-	1Т	50,0	АС-70/11	265
110 кВ	-	2Т	70,0	АС-70/11	265
6 кВ	3	Цех калийных удобрений-1	240,0	АС-240/32	605
6 кВ	4	Цех производства аммиака-1	120,0	АС-120/19	390
6 кВ	7	Цех калийных удобрений-2	150,0	АС-150/24	450
6 кВ	8	Цех производства аммиака-2	300,0	АС-300/48	690

Результаты выбора проводников показаны в графической части работы.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения питающей подстанции 110/6 кВ

Целью расчёта токов короткого замыкания на подстанциях является определение максимально возможного тока, который может протекать в электрической цепи в случае короткого замыкания, то есть в аварийном режиме.

Этот расчёт необходим для обеспечения безопасности оборудования и персонала, а также для выбора защитных устройств, которые должны оперативно отключить цепь в случае возникновения короткого замыкания, предотвращая тем самым возможные повреждения оборудования и минимизируя риск пожара и развития других аварийных ситуаций.

«Основной задачей расчёта токов короткого замыкания является определение токов КЗ в различных режимах для различных участков электрической сети с учётом их конфигурации и параметров» [14], что позволяет правильно выбрать, проверить и настроить защитные электрические аппараты, обеспечивая тем самым эффективную защиту от аварийных ситуаций и непредвиденных сбоев в работе системы.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 9.

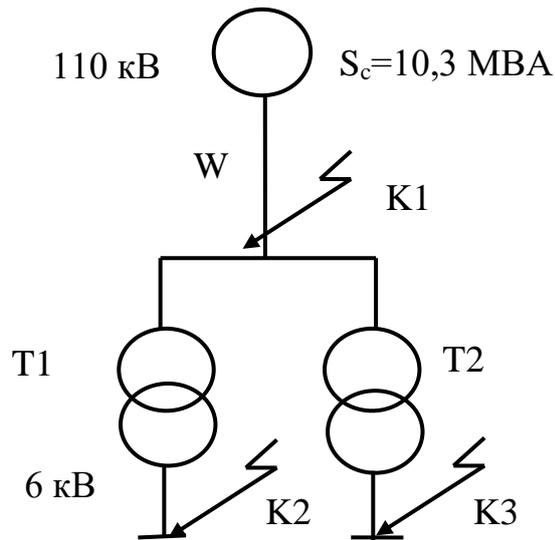


Рисунок 9 – Схема для расчёта токов К3

«Базисная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности силовых трансформаторов подстанции 110/6 кВ» [14]:

$$S_{\sigma} = 4 + 6,3 = 10,3 \text{ МВА.}$$

«Базисное напряжение схемы» [3]:

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном}, \text{ кВ.} \quad (17)$$

«По условию (17)» [14]:

$$U_{\sigma.1} = 1,05 \cdot 110 = 115 \text{ кВ,}$$

$$U_{\sigma.2} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [14]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (18)$$

«По условию (18)» [14]:

$$I_{\delta 1} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,16 \text{ кА},$$

$$I_{\delta 2} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,94 \text{ кА}.$$

«Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 10» [14].

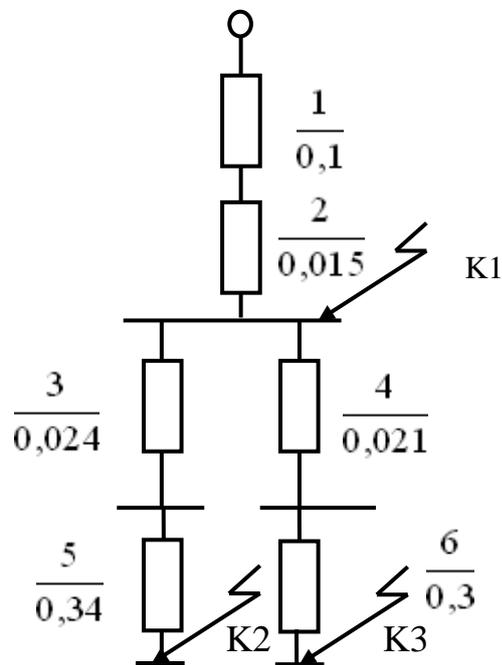


Рисунок 10 – «Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ» [14]

«Обобщённое сопротивление питающей энергосистемы» [14]:

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\delta c}}, \quad (19)$$

$$X_1 = 0,1 \cdot \frac{10,3}{10,3} = 0,1 \text{ Ом}.$$

«Индуктивное сопротивление питающей воздушной линии 110 кВ»
[14]:

$$X_2 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (20)$$

где « X_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;
 L - суммарная длина ВЛ, км» [14].

Для питающей линии на стороне 110 кВ:

$$X_2 = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{10,3}{115^2} = 0,015 \text{ Ом.}$$

«Индуктивное сопротивление обмотки ВН трансформатора» [14]:

$$X_6 = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (21)$$

«Для трансформатора 1Т (4000 кВА)» [18]:

$$X_3 = \frac{0,125 \cdot 7,5 \cdot 10,3}{100 \cdot 4} = 0,024 \text{ Ом.}$$

«Для трансформатора 2Т (6300 кВА)» [18]:

$$X_4 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 10,3}{100 \cdot 6,3} = 0,021 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление обмоток НН трансформатора» [14]:

$$X_{н1} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{б.}}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (22)$$

«Для трансформатора 1Т (4000 кВА)» [18]:

$$X_5 = \frac{1,75 \cdot 7,5 \cdot 10,3}{100 \cdot 4} = 0,34 \text{ Ом.}$$

«Для трансформатора 2Т (6300 кВА)» [18]:

$$X_6 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 10,3}{100 \cdot 6,3} = 0,3 \text{ Ом.}$$

«Проводится преобразование схемы до точки К1 (рисунок 11)» [14].

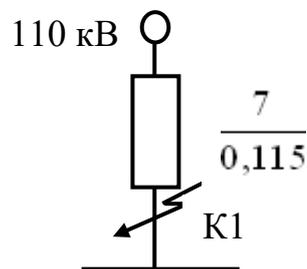


Рисунок 11 – «Схема замещения, преобразованная для точки К1» [14]

«Результирующее сопротивление до расчётной точки К1» [14]

$$X_7 = X_1 + X_2, \quad (23)$$

$$X_7 = 0,1 + 0,015 = 0,115 \text{ Ом.}$$

«Расчётное максимальное значение тока трёхфазного КЗ в точке К1» [14]

$$I_{\text{пол}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (24)$$

где « E_c - сверхпереходная ЭДС энергосистемы» [14].

$$I_{\text{поК1}} = \frac{1}{0,115} \cdot 0,16 = 1,39 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 12» [14].

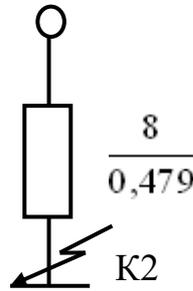


Рисунок 12 – «Схема замещения для расчетов тока КЗ в точке К2» [14]

$$X_8 = X_7 + X_3 + X_5, \quad (25)$$

$$X_8 = 0,115 + 0,024 + 0,34 = 0,479 \text{ Ом.}$$

«Максимальное значение ТКЗ в точке К2» [14]:

$$I_{\text{по2}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma 2}, \quad (26)$$

$$I_{\text{поК2}} = \frac{1}{0,479} \cdot 0,94 = 1,96 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К3 представлена на рисунке 13» [14].

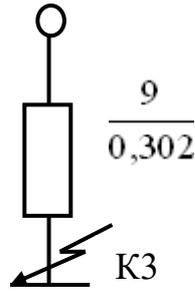


Рисунок 13 – «Схема замещения для расчетов тока КЗ в точке К3» [14]

«Для точки К3» [14].

$$X_9 = X_7 + X_4 + X_6, \quad (27)$$

$$X_9 = 0,115 + 0,021 + 0,3 = 0,436 \text{ Ом.}$$

«Максимальное значение тока КЗ в расчётной точке К3» [14]:

$$I_{\text{по3}} = \frac{E}{X_9} \cdot I_{\text{б2}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{поК3}} = \frac{1}{0,436} \cdot 0,94 = 2,16 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К1» [14]

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по1}}, \quad (29)$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,39 = 3,14 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К2» [14]

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по2}}, \quad (30)$$

$$i_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,96 = 3,88 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К3» [14]

$$i_{уд3} = \sqrt{2}k_{уд} \cdot I_{по3}, \quad (31)$$

$$i_{уд.К3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,16 = 4,28 \text{ кА}.$$

«Значение двухфазного тока короткого замыкания» [14]:

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{no}. \quad (32)$$

«Двухфазный ТКЗ в расчётных точках схемы» [14]:

$$I_{no(\min)К1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,39 = 1,2 \text{ кА},$$

$$I_{no(\min)К2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,96 = 1,7 \text{ кА},$$

$$I_{no(\min)К3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,16 = 1,87 \text{ кА}.$$

Все полученные результаты расчёта ТКЗ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – «Результаты расчетов токов короткого замыкания» [14]

Параметр	Точка К1	Точка К2	Точка К3
$I_{no}, \text{ кА}$	1,39	1,96	2,16
$i_{уд}, \text{ кА}$	3,14	3,88	4,28
$I_{no(\min)}, \text{ кА}$	1,2	1,7	1,87

«Полученные результаты расчетов токов короткого замыкания наТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» используются в работе далее при выборе и проверке оборудования данной подстанции, а также при расчёте уставок РЗиА» [14].

2.6 Выбор электрических аппаратов для модернизации питающей подстанции 110/6 кВ

Целью выбора электрических аппаратов для модернизации питающей подстанции 110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» является обеспечение повышенной надежности, эффективности и безопасности работы оборудования и электрических сетей данной подстанции, а также во всей электроэнергетической системы. В конечном итоге, данный процесс направлен на обновление устаревших компонентов и оборудования, а также внедрение современных технологий, способных повысить надёжность электроэнергетической системы подстанции, снизить вероятность простоя важнейших производственных механизмов предприятия, питающихся от подстанции, тем самым оптимизировать производственные процессы, улучшить управление и мониторинг системы электроснабжения, а также снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций.

«Задачи выбора электрических аппаратов включают в себя анализ технических характеристик и параметров питающей подстанции, учёт современных стандартов и нормативов в области электроэнергетики и электробезопасности» [14], а также оценку экономической эффективности предлагаемых решений. Другими словами, основной задачей является выбор таких аппаратов, которые наилучшим образом будут соответствовать требованиям и потребностям данной подстанции 110/6 кВ, а также способны обеспечить её бесперебойное и безопасное функционирование в соответствии с современными стандартами и технологиями.

Ранее в работе был проведён краткий анализ современных типов оборудования на примере выключателей высокого напряжения.

«Установлено, что в сети 110 кВ рекомендовано использовать надёжные разработки элегазовых или вакуумных выключателей, в сети 6 кВ подходят для применения все вакуумный и электромагнитный типы

выключателей высокого напряжения» [14], так как элегазовые выключатели для классов напряжения 6 кВ в мировой практике не производятся.

Далее приводятся расчётные выражения, которые используются при выборе и проверке электрических аппаратов на подстанции 110/6 кВ.

«Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [19]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (33)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (34)$$

«Для отключающих аппаратов проверка на ток отключения» [19]:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (35)$$

«Проверка на отключение апериодической составляющей тока» [19]:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (36)$$

где « $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;
 $i_{а.ном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени» [19].

«Проверка на электродинамическую стойкость» [12]:

$$I'' \leq I_{отк.ном}, \quad (37)$$

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (38)$$

где « $i_{дин.}$ – номинальный ток электродинамической стойкости» [19].

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» [19]:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (39)$$

где « I_T – предельный ток термической стойкости по каталогу» [19].

Таким образом, установлено, что выбор электрических аппаратов осуществляется по номинальным параметрам аппаратов и максимальным параметрам электрической сети, в которую они устанавливаются, а проверка – по термической, динамической и отключающей способностям. Последняя проверка проводится только для отключающих аппаратов.

«Выбор аппаратов напряжением 110 кВ для установки в цепи трансформатора 1Т приведён в таблице 12» [12].

Таблица 12 – «Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки в РУ-110 кВ (цепь трансформатора 1Т) ТП-110/6 кВ» [19]

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВН марки ВР110НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 64 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$64 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 1,39 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,39 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,14 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$3,14 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$5,8 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Разъединители ВН марки РГП-НТ-110-25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 64 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$64 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,14 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$3,14 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$5,8 \text{ кА}^2\text{с} \leq 768 \text{ кА}^2\text{с}$
ОПН-110/40,5/10/450	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

«Выбор аппаратов напряжением 110 кВ для установки в цепи трансформатора 2Т на стороне 110 кВ приведён в таблице 13» [19].

Таблица 13 – «Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки в РУ-110 кВ (цепь трансформатора 2Т) ТП-110/6 кВ» [19]

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВР110НСМ- 20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 78,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$78,5 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 1,39 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,39 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,14 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$3,14 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 5,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$5,8 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Разъединители РГП-НТ-110- 25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 78,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$78,5 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,14 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$3,14 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 5,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$5,8 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2\text{с}$
ОПН- 110/40,5/10/450	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

«В цепи напряжением 6 кВ предварительно выбраны следующие электрические аппараты современного типа:

- выключатели ВРС-6 (вводные, секционный, а также для отходящих линий – линейные);
- разъединители РВ-10/630УХЛ2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-6/6,9/10/500.

Все их необходимо проверить по условиям выбора и проверки аппаратов путём сравнения расчётных величин и каталожных данных аппаратов (по секциям шин – СШ).

Результаты выбора аппаратов для установки в РУ-6 кВ (1 СШ и 2СШ) ТП-110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» г. Тольятти Самарской области приведены в таблицах 14 и 15» [19].

Таблица 14 – «Результаты выбора аппаратов РУ-6 кВ (1 СШ)» [19]

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВРС-6	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 373,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$373,2 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,88 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$3,88 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 11,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$11,5 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Разъединители РВ-10/630УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 373,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$373,2 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,88 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$3,88 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 11,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$11,5 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2\text{с}$
ОПНп-6/6,9/10/500	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$

Таблица 15 – «Результаты выбора аппаратов РУ-6 кВ (2СШ)» [19]

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВРС-6	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 458 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$458 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$2,16 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,28 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$4,28 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$14 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Разъединители РВ-10/630УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 458 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$458 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,28 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$4,28 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$14 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2\text{с}$
ОПНп-6/6,9/10/500	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$

Выбранные аппараты показаны на чертежах графической части работы.

Выводы по разделу 2.

Проведено техническое обоснование мероприятий по реконструкции ПС-110/6 кВ предприятия ПАО «Куйбышевазот».

Исходя из классификации и назначения электрических аппаратов, рассмотрены их основные современные модификации и разработки. Установлено, что в сети 110 кВ рекомендовано использовать надёжные разработки элегазовых или вакуумных выключателей, в сети 6 кВ подходят для применения все вакуумный и электромагнитный типы выключателей высокого напряжения, так как элегазовые выключатели для классов напряжения 6 кВ в мировой практике не производятся.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования. Такие мероприятия включают замену схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (предусматривается капитальная реконструкция схемы с вводом дополнительной питающей линии). Обоснование данных предложений по реконструкции аргументирована требованиями нормативных документов, которые относятся к источникам питания потребителей и объектов I и II категорий надёжности. Следовательно, для питания любого энергетического объекта, большинство потребителей которого относятся к первой и второй категориям надёжности, обязательно необходимо иметь в схеме два независимых источника питания. В исходной схеме данный принцип не соблюден, следовательно, его необходимо исправить в результате реконструкции.

В результате расчёта нагрузок, были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ (активная, реактивная и

полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

В работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 110/6 кВ в максимальном режиме работы силовых трансформаторов.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТМН-4000/110 и ТМН-6300/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Подтверждены сечения питающей линии 110 кВ и распределительных линий 6 В на подстанции.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения подстанции, выбраны и проверены новые современные электрические аппараты для установки в цепях трансформаторов 1Т и 2Т, а также на отходящих линиях 6 кВ. Данный факт обуславливает практическое внедрение мероприятий по модернизации оборудования подстанции.

Таким образом, все принятые решения в работе подтверждены на основе аналитического и технического методов.

3 Расчёт релейной защиты питающей подстанции

В работе модернизация релейной защиты питающей подстанции, осуществляется по следующему алгоритму [1]:

- выбор типов и марок современных устройств релейной защиты и автоматики;
- выбор величины вторичного тока, номинального первичного тока трансформаторов тока, и расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока;
- выбор основных релейных защит и расчёт их уставок.

В качестве решения первого вопроса алгоритма, «предлагается выбрать современные микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики.

Известно, что применение современных блоков релейной защиты и автоматики» [1] (РЗиА) на микропроцессорной основе на подстанциях обеспечивает ряд значительных преимуществ. Такие преимущества включают в себя повышенную надежность и точность работы системы защиты, что достигается за счет использования современных вычислительных алгоритмов и технологий. Кроме того, микропроцессорные блоки РЗиА обладают большей гибкостью и адаптивностью к различным условиям эксплуатации, так как их параметры и функции могут быть легко настроены и перенастроены программным обеспечением.

Другим важным преимуществом является возможность реализации комплексных алгоритмов защиты и автоматики, включая координацию защитных устройств и оптимизацию реакции на различные аварийные ситуации.

Это позволяет эффективно защищать электрическую сеть от различных видов коротких замыканий, перегрузок и других возможных аварийных событий, а также обеспечивать более точное и оперативное реагирование на них.

Кроме того, благодаря микропроцессорной основе, современные блоки РЗиА обеспечивают возможность удаленного мониторинга и диагностики состояния системы, что способствует раннему обнаружению потенциальных проблем и повышает оперативность управления подстанцией.

Таким образом, использование современных микропроцессорных блоков РЗиА на подстанциях является важным шагом в повышении эффективности, надежности и безопасности работы электроэнергетических систем.

«В работе для установки на подстанции 110/6 кВ ПАО «Куйбышевазот» выбираются современные блоки РЗиА типа БЭМП РУ (производитель – АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»).

Габаритные размеры выбранной модификации микропроцессорного блока РЗиА марки БЭМП РУ-ТТ2 для применения на подстанции представлена на рисунке 14» [8].

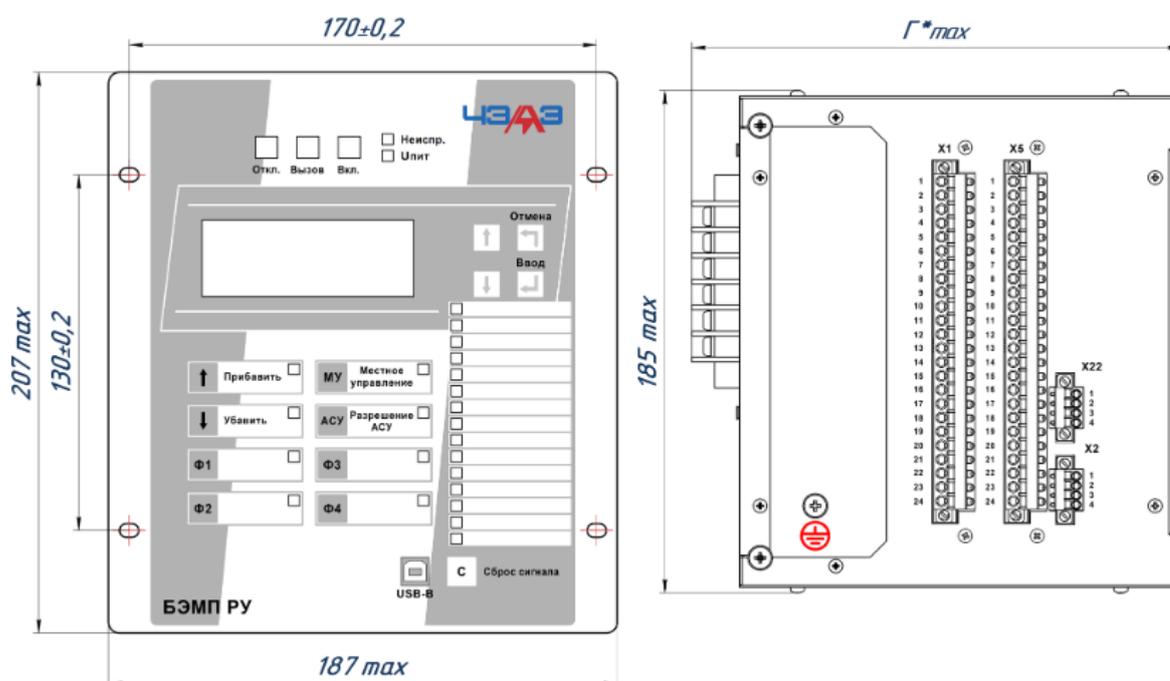


Рисунок 14 – «Габаритные размеры микропроцессорного блока РЗиА БЭМП РУ-ТТ2» [8]

«Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока (ТТ) на подстанции 110/6 кВ приводятся в форме таблицы 16» [1].

Таблица 16 – «Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ТП-110/6 кВ» [1]

Напряжение	Элемент (присоединение)	I_m , А	$I_{ТТ1}$, А	K_T
110 кВ	1Т	20,4	25,0	5
110 кВ	2Т	25,0	25,0	5
6 кВ	1Т	373,2	400,0	80
6 кВ	2Т	458,0	500,0	100
6 кВ	Цех калийных удобрений-1	275,6	300,0	60
6 кВ	Цех производства аммиака-1	122,5	150,0	30
6 кВ	Цех калийных удобрений-2	153,1	200,0	40
6 кВ	Цех производства аммиака-2	336,8	400,0	80

«Ток срабатывания защит от внутренних повреждений» [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot I_m, \quad (40)$$

где « K_o – коэффициент отстройки» [1].

«Ток срабатывания защит от внешних повреждений» [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot I_k. \quad (41)$$

«Ток срабатывания релейного микропроцессорного элемента» [1]:

$$I_{c.з} \geq \frac{I_{c.з}}{K_m}, \quad (42)$$

где « K_m – коэффициент трансформации ТТ» [1].

«Выбор уставок тока и времени срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) представлен в таблице 17» [1].

Таблица 17 – «Выбор уставок МТЗ» [1]

Элемент (присоединение)	I_m, A	K_T	$I_{c.з}, A$	$I_{c.р}, A$	$t_{c.з}, c$
Ввод 110 кВ1Т	20,4	5	22,4	4,5	0,5
Ввод 110 кВ2Т	25,0	5	27,5	5,5	0,5
1Т (6 кВ)/ ввод 6 кВ 1Т	373,2	80	410	5,1	1,0/1,5
2Т (6 кВ)/ ввод 6 кВ 2Т	458,0	100	504	5,0	1,0/1,5
Секционное соединение	641,2	140	705	5,0	1,0
Цех калийных удобрений-1	275,6	60	303	5,0	1,5
Цех производства аммиака-1	122,5	30	135	4,5	1,5
Цех калийных удобрений-2	153,1	40	168	4,2	1,5
Цех производства аммиака-2	336,8	80	370	4,6	1,5

Выбор уставок дифференциальной токовой защиты (ДЗ) представлен в таблице 18.

Таблица 18 – «Выбор уставок ДЗ» [1]

Элемент (присоединение)	I_k, kA	K_T	$I_{c.з}, A$	$I_{c.р}, A$
1Т (110 кВ)	1390	5	1800	278
2Т (110 кВ)	1390	5	1800	278
1Т – ввод 6 кВ	1960	80	2550	32
2Т – ввод 6 кВ	2160	100	2810	28
Секционное соединение	2160	140	2810	20
Цех калийных удобрений-1	1960	60	2550	43
Цех производства аммиака-1	1960	30	2550	85
Цех калийных удобрений-2	2160	40	2810	70
Цех производства аммиака-2	2160	80	2810	35

Выбранные уставки РЗиА показаны в работе на графическом листе 5.

Выводы по разделу 3.

В результате проведения модернизации оборудования вторичных цепей коммутации, выбран современный микропроцессорный бок БЭМП РУ-ТТ2.

Также рассчитаны и проверены уставки основных защит данного блока.

Заключение

В работе проведена реконструкция трансформаторной подстанции ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём реализации мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы, а также модернизацией основного оборудования и оборудования вторичных цепей коммутации, распределительных устройств 110 кВ и 6 кВ подстанции.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную «(предусматривается капитальная реконструкция схемы с вводом дополнительной питающей линии);
- замена некоторых устаревших аппаратов в ОРУ-110 кВ и РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств» [13].

Внедрение указанных мероприятий способствуют внедрению на подстанции повышенных принципов надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и электробезопасности. Кроме того, таким образом будет повышена производительность предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, что приведёт к увеличению экономических показателей. Следовательно, при реализации данных мероприятий, основная цель и задачи работы и проводимых исследований, будут достигнуты.

Проведено техническое обоснование мероприятий по реконструкции ПС-110/6 кВ предприятия ПАО «Куйбышевазот».

Исходя из классификации и назначения электрических аппаратов, рассмотрены их основные современные модификации и разработки.

Установлено, что в сети 110 кВ рекомендовано использовать надёжные разработки элегазовых или вакуумных выключателей, в сети 6 кВ подходят для применения все вакуумный и электромагнитный типы выключателей высокого напряжения, так как элегазовые выключатели для классов напряжения 6 кВ в мировой практике не производятся.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции предприятия ПАО «Куйбышевазот» 110/6 кВ г. Тольятти, в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования. Такие мероприятия включают замену схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (предусматривается капитальная реконструкция схемы с вводом дополнительной питающей линии).

Обоснование данных предложений по реконструкции аргументирована требованиями нормативных документов, которые относятся к источникам питания потребителей и объектов I и II категорий надёжности.

Следовательно, для питания любого энергетического объекта, большинство потребителей которого относятся к первой и второй категориям надёжности, обязательно необходимо иметь в схеме два независимых источника питания.

В исходной схеме данный принцип не соблюден, следовательно, его необходимо исправить в результате реконструкции.

В результате расчёта нагрузок, были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ (активная, реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

«Установлено, что силовые трансформаторы марки ТМН-4000/110 и ТМН-6300/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном

и послеаварийном режимах работы» [13], а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Подтверждены сечения питающей линии 110 кВ и распределительных линий 6 В на подстанции.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения подстанции, выбраны и проверены новые современные электрические аппараты для установки в цепях трансформаторов 1Т и 2Т, а также на отходящих линиях 6 кВ. Данный факт обуславливает практическое внедрение мероприятий по модернизации оборудования подстанции.

В результате проведения модернизации оборудования вторичных цепей коммутации, выбран современный микропроцессорный бок БЭМП РУ-ТТ2. Также рассчитаны и проверены уставки основных защит данного блока.

Таким образом, все принятые решения в работе подтверждены на основе аналитического и технического методов.

Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 16.02.2024).
3. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.02.2024).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 18.02.2024).
5. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода. [Электронный ресурс]: URL: <https://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения 25.02.2024 г.)
6. Категории надежности электроснабжения. [Электронный ресурс]: URL: <https://gpnrostov.ru/01pusk/?p=7465> (дата обращения 24.02.2024 г.)
7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
8. Микропроцессорные блоки серии БЭМП РУ. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/bemp-ru.html> (дата обращения 25.02.2024 г.)
9. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
10. ПАО «Куйбышевазот». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.kuazot.ru/> (дата обращения: 06.10.2022).

11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 25.02.2024).
15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.
17. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.
18. Трансформаторы силовые масляные - 110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/transformatorysilovymaslyanyetrehfaznyeklassanapryajeniya110kv/> (дата обращения 25.02.2024 г.).
19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.
20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.