

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 ПС 110/6 «Голубика» в г.Надым

Студент

А.У. Закиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Целью настоящей работы является реконструкция трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым.

Основными задачами дипломного проекта является: рассмотрение основ проектирования систем электроснабжения, обзор типов трансформаторных подстанций, характеристика потребителей трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», выбор схемы электрических соединений после реконструкции, мощности и типов силовых трансформаторов, электрических аппаратов, проводников, средств контроля и учёта электроэнергии ПС-110/6-6 кВ, рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности, экономическое обоснование проекта.

В результате выполнения работы реконструирована система электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым, в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Решение поставленных задач полностью отражены в последующем изложении материала и соответствуют пунктам содержания пояснительной записки и наименованию листов графической части.

Представленная работа состоит из печатных 66 страниц и 6 чертежей А1.

Abstract

Title of the graduation work is: «Reconstruction of SS 110/6 Golubika in Nadym».

The final work consists of an introduction, three parts, a conclusion, tables, a list of references, including foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The key issue of the thesis is the reconstruction of SS 110/6 «Golubika» in Nadym. We touch upon the problem of choosing a wiring diagram after reconstruction, power and types of power equipment, consideration of life safety issues, as well as the economic justification of the project.

The purpose of the work is to develop a power supply system for the facility, in which the established standards for the quality of electricity transmitted to consumers, reliability, efficiency, safety and environmental friendliness are strictly observed.

The thesis can be divided into the following logically interrelated parts: analysis of the requirements of regulatory documents for substation schemes; justification of the need for reconstruction; calculation of electrical loads and selection of electrical equipment; technological and design solutions; selection of relay protection and automation units; development of measures for safety and labor protection.

Finally, we present the reconstructed power supply system of the transformer step-down substation PS-110 / 6-6 kV «Golubika», in which the established standards for the quality of electricity transmitted to consumers, reliability, efficiency, safety and environmental friendliness are strictly observed.

In conclusion we'd like to emphasize that this work is due to the requirements of regulatory documents for power supply systems of transformer substations of all voltage classes, namely: ensuring the required level of reliability, efficiency and electrical safety of new facilities designed and put into operation.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ исходных данных.....	8
1.1 Требования нормативных документов к схемам подстанций	8
1.2 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика»	11
1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции.....	15
2 Разработка проекта реконструкции ПС-110/6-6 кВ «Голубика»	17
2.1 Реконструкция схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика».....	17
2.2 Расчёт электрических нагрузок.....	19
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	20
2.5 Выбор и проверка сечения проводников	23
2.6 Расчёт токов короткого замыкания.....	27
2.7 Проверка проводников на термическую стойкость и потери напряжения	33
2.8 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	35
2.9 Выбор блоков релейной защиты и автоматики	40
2.10 Внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика»	42
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	489
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности.....	49
3.2 Обеспечение экологической безопасности.....	53
3.3 Расчёт молниезащиты ПС-110/6-6 кВ «Голубика».....	56
Заключение	60
Список используемой литературы	64

Введение

Известно, что системы электроснабжения трансформаторных подстанций энергосистемы являются важнейшим звеном энергетики регионов и страны в целом.

Они обеспечивают питание потребителей с последующим распределением электроэнергии.

Поэтому к ним предъявляются жёсткие условия по надёжности, электробезопасности и качеству поставляемой электроэнергии.

В последние десятилетия в электроэнергетике появились инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей и схем трансформаторных подстанций.

Применение инноваций позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования подстанций, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики не только реконструируемой подстанции, но и энергосистемы в целом.

Целью работы является: разработка системы электроснабжения объекта, в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Для осуществления данной цели проводится реконструкция трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым.

Объектом исследования является система электроснабжения ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Предметом исследования являются схема электрических соединений реконструируемой системы электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым, а также

элементы рассматриваемой системы электроснабжения: электрические сети и электрические аппараты.

Актуальность работы обусловлена требованиями нормативных документов к системам электроснабжения трансформаторных подстанций всех классов напряжения, а именно: обеспечение необходимого уровня надёжности, экономичности и электробезопасности новых объектов, проектируемых и вводимых в эксплуатацию.

Для реализации указанной основной цели работы, в работе проведено решение основных поставленных задач:

- анализ исходных данных по объекту исследования с рассмотрением основных теоретических положений, необходимых для осуществления проектирования;
- непосредственная реконструкция системы электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым, с конечным выбором схемы электроснабжения, а также электрических сетей, аппаратов и релейной защиты. В связи с этим, в работе проводятся необходимые расчёты для осуществления указанной реконструкции трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым;
- разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда, включая расчёт контура заземления ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым.

В результате выполнения работы произведены необходимые расчёты, в которых выбраны и обоснованы:

- схема электрических соединений ПС-110/6-6 кВ;
- силовые трансформаторы;
- электрические проводники ПС-110/6-6 кВ;

- электрические аппараты и проводники ПС-110/6-6 кВ;
- средства контроля и учёта электроэнергии на ПС-110/6-6 кВ.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности, а также проведено экономическое обоснование принятых в работе решений по реконструкции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым.

Реконструирована система электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым, в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Все исследования в работе проводятся, исходя из нормативно – технических источников с непосредственным использованием рекомендованной учебной литературы.

1 Анализ исходных данных

1.1 Требования нормативных документов к схемам подстанций

Трансформаторные подстанции бывают повышающие, в которых электроэнергия генераторов превращается в энергию более высокого напряжения (10, 35 кВ и более), и понижающие, которые трансформируют электрическую энергию с высокого напряжения в низкое [2].

По числу трансформаторов ТП могут быть однитрансформаторными, двухтрансформаторными и трехтрансформаторными (очень редко) [8].

Трансформаторные подстанции по способу преобразования напряжения делятся на повышающие и понижающие.

Типы трансформаторных подстанций по конструктивному выполнению и роду установки: открытая, закрытая, комплектная.

Закрытая трансформаторная подстанция (ЗТП) – её оборудование расположено в помещении [4].

Оборудование открытой трансформаторной подстанции (ОТП) расположено на открытом пространстве.

Оборудование распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций (КТП) размещается в ячейках или шкафах, что выгодно отличает их от других типов ТП – открытой и закрытой.

В свою очередь, КТП по месту установки могут быть наружной и внутренней установки.

Помимо прочего, существует ряд «специфических» типов трансформаторных подстанций, приведённых далее.

Примером такой ТП является взрывозащищенная трансформаторная подстанция – подстанция для шахт.

В распределительных устройствах высшего (РУ ВН) и низшего (РУ НН) напряжений всех типов ТП должны быть обязательно установлены электрические аппараты (выключатели высокого напряжения, выключатели нагрузки, предохранители, автоматические выключатели, рубильники и др.).

Связь между элементами ТП (РУ ВН, РУ НН, трансформаторами) осуществляется с помощью кабелей, воздушных линий, сборных шин, шинопроводов и т.д.) [2,3].

К системам электроснабжения трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения применяются следующие требования согласно [1], а именно:

- обеспечение потребителей электроэнергией, которая соответствует установленным нормируемым показателям качества;
- выбор и реализация схемы электроснабжения электроприёмников согласно их категории надёжности;
- неразрывность системы электроснабжения с технологическим процессом производства, в особенности с учётом особых условий и технологий;
- обеспечение необходимой перспективы развития, модернизации и реконструкции электрооборудования на всех уровнях;
- обеспечение необходимой степени резервирования;
- секционирование на всех звеньях сети.

В схемах электроснабжения трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения должны быть учтены следующие требования согласно [1], а именно:

- максимальная близость потребителей электроэнергии к своему источнику питания;

- сквозное секционирование всех звеньев системы электроснабжения с установкой, при необходимости, устройств автоматики, обеспечивающих резервирование (например, АВР);
- обеспечение оптимального режима работы спроектированной системы электроснабжения (рекомендуется отдельный режим работы секций при установке двух трансформаторов или иных источников);
- обеспечение необходимой надёжности потребителей электроэнергии с учётом резервирования для I и II категорий в нормальном, форсированном и послеаварийном режимах;
- обеспечение наглядности, безопасности, необходимой защиты и автоматизации на всех уровнях системы электроснабжения;
- выбранные схемы должны обеспечивать установленное нормируемое качество электрической энергии в пределах нормальных допустимых значений.

Электрические подстанции проектируются и питаются по типовым электрическим схемам с учётом категорий надёжности потребителей.

Известно, что все потребители электроэнергии делятся на три категории по надёжности электроснабжения.

При этом для питания потребителей I и II категорий надёжности требуется два независимых источника питания, а для питания потребителей III категории достаточно иметь один источник.

Поэтому при проектировании систем электроснабжения современных трансформаторных подстанций на всех звеньях цепи очень важно учесть все указанные нормы [1,5,11].

Особенно сильно влияет на показатели системы электроснабжения уровень и качество компенсации реактивной мощности [1,3,4].

В связи с описанными выше процессами, показано, что реактивную мощность необходимо компенсировать.

Этот процесс имеет государственное нормативно-правовое обеспечение и, прежде всего, напрямую связан с нормативами [1,3,4].

Особенно важно реализовать его на стадии проектирования и реконструкции систем электроснабжения трансформаторных подстанций, поэтому в данной выполняемой работе необходимо выполнить расчёт и выбор мощности компенсирующих устройств.

Также на всех ступенях схемы должна быть обеспечена надёжная защита и коммутация электрической сети, для чего необходимо выбрать электрические аппараты, в полной мере соответствующие выбранной схеме и техническим условиям, и проверить всё выбранное оборудование на термическую и электродинамическую стойкость [5].

Кроме того, одним из основных аспектов при разработке схем электрических сетей современных трансформаторных подстанций является непосредственная экономичность системы электроснабжения [1,4].

Данные аспекты обязательны к применению при разработке и реализации в работе.

Их неукоснительное выполнение приводит к реализации технически грамотного проекта.

1.2 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Питание рассматриваемой в работе подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» до проведения реконструкции осуществляется воздушной линией напряжением 110 кВ.

На данной ПС-110/6-6 кВ «Голубика» есть следующие конструктивные составляющие:

- открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ (ОРУ 110 кВ) – необходимо для непосредственного приёма и распределения электроэнергии, поступающей от энергосистемы, на силовой трансформатор, установленный на подстанции. При этом питание указанного силового трансформатора осуществляется одной воздушной линией 110 кВ. Для защиты и коммутации в ОРУ 110 кВ находятся устаревшие типы и марки разъединителей (РНДЗ 1-110/1000), а также имеются короткозамыкатели марки КЗ-110 и отделители марки ОД-110. Для защиты от атмосферных перенапряжений есть разрядники РВС-110. Также установлены трансформаторы тока марки ТВТ-110 и трансформаторы напряжения марки НДКМ-110;
- силовой понижающий трансформатор с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-25000/110;
- комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ (РУ-6 кВ), которое необходимо для распределения получаемой от трансформаторов электроэнергии потребителям на напряжении 6 кВ. В РУ 6 кВ применяется радиальная схема для питания потребителей. При этом одна две секции сборных шин получает питание от силового трансформатора подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», а остальные две питаются воздушной линией от сторонней подстанции 110/6-6 кВ «Багульник» на напряжении 6 кВ. В схеме электроснабжения РУ 6 кВ предусмотрена параллельная работа всех четырёх секций сборных шин напряжением 6 кВ (без применения «горячего» резервирования). Для защиты и коммутации в РУ 6 кВ находятся устаревшие типы и марки масляных выключателей марки

ВМГ-133. Для питания вторичных цепей используются трансформаторы напряжения марки НТМИ-10 и трансформаторы тока марки ТПЛ-10. В электрической схеме РУ 6 кВ применяется параллельная работа элементов. Вся релейная защита и автоматика подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» выполнена на базе устаревших индукционных и электромагнитных реле (РТ, РМ, РТВ и т.д.). Автоматика на подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» применяется недостаточно, многие линии и оборудование распределительных устройств не автоматизированы.

Основными потребителями подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» являются мощные высоковольтные магистральные насосы для перекачки нефти и газового конденсата марки НПВ 3600-135а-М с заводской номинальной мощностью $P_{ном} = 1600$ кВт, и номинальным напряжением $U_{ном} = 6$ кВ.

Основные технические характеристики указанных насосов марки НПВ 3600-135а-М представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики магистральных насосов для перекачки нефти марки НПВ 3600-135а-М

№ п/п	Параметр насоса	Значение параметра
1	Мощность насоса, кВт	1600
2	Частота вращения, об/мин	990
3	КПД насоса, %	84
4	Марка приводного электродвигателя	ВАОВ-5К-1600-6 УХЛ1
5	Номинальное напряжение, кВ	6,0
6	Масса, т	10,350

Конструкция и габаритные размеры магистральных насосов для перекачки нефти марки НПВ 3600-135а-М показаны на рисунке 1.

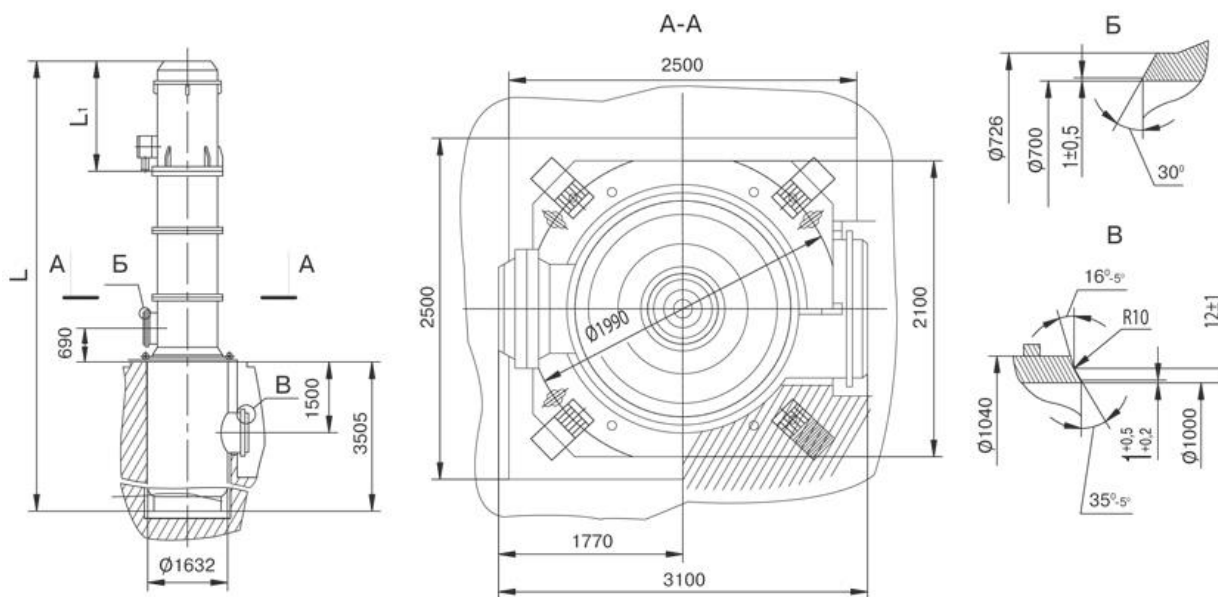


Рисунок 1 – Конструкция и габаритные размеры магистральных насосов для перекачки нефти марки НПВ 3600-135а-М

Согласно исходным данным, на нефтеперекачивающих станциях, которые питаются от ПС-110/6-6 кВ «Голубика» и являются её потребителями, согласно проекта установлено 20 насосов типа НПВ 3600-135а-М.

При этом питание каждого из них осуществляется по радиальной схеме согласно требований [1] от шин напряжением 6 кВ реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Кроме того, согласно задания, указаны следующие исходные данные для выполнения работы:

- номинальные напряжения ПС-110/6-6 кВ «Голубика»: $U_{номВН} = 110$ кВ; $U_{номНН} = 6$ кВ;
- данные системы для расчёта токов КЗ (данные энергосистемы): $S_c = 400$ МВА;
- количество линий на стороне ВН (110 кВ) – 2 линии;
- длина линии 110 кВ: $l_{БЛ} = 18$ км;

- проектная нагрузка ПС-110/6-6 кВ «Голубика» на стороне НН (6 кВ):
20 линий \times 1600 кВт = 32000 кВт (в каждой линии установлен один насос марки НПВ 3600-135а-М с $P_{ном} = 1600$ кВт, $U_{ном} = 6$ кВ);
- коэффициент активной мощности на шинах подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика»: $\cos \varphi = 0,87$ о.е.

На основании исходной однолинейной электрической схемы, далее в работе осуществляется необходимые разработки и проектирование в связи с реконструкцией данной ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Система электроснабжения потребителей (СЭП) предназначена для обеспечения нормальной работы электрооборудования.

На первое место в современном мире выходят технико-экономические показатели, тесно связанные с надёжностью и экономичностью сетей.

Данные аспекты должны быть учтены в работе при проведении реконструкции данной ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Исходя из исходных данных, проводится обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

На данный момент на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» находится один силовой трансформатор с расщеплённой обмоткой, питающий две секции сборных шин 6 кВ, а вторые две секции сборных шин питаются воздушной линией от сторонней подстанции 110/6-6 кВ «Багульник» на напряжении 6 кВ.

Причём указанная ПС-110/6-6 кВ «Багульник» имеет иную балансовую принадлежность.

Это вносит ряд трудностей, таких как сложность учёта электроэнергии, транзитные потери электроэнергии, сложность и неопределённость выбора уставок защит и автоматики на подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Кроме того, воздушная линия, питающая две указанные секции сборных шин напряжением 6 кВ подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» от ПС-110/6-6 кВ «Багульник», за последний календарный год несколько раз находилась в аварийном режиме и последующем ремонте вследствие обрыва проводов в зимнее время, что значительно уменьшает надёжность на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Поэтому на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» необходимо установить второй силовой трансформатор, обеспечив таким образом надёжность схемы и качество электроэнергии, передаваемой потребителям, а также решение вопросов, упомянутых ранее.

При этом питание второго трансформатора следует осуществить от второго независимого источника энергосистемы согласно требованиям [1].

Кроме того, необходимо также предусмотреть необходимый уровень резервирования в питающем РУ 6 кВ с учётом секционирования согласно [1], для чего необходимо применить отдельный режим работы секций сборных шин с резервированием секционным выключателем.

Помимо этого, в работе проводятся следующие мероприятия по реконструкции подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика»:

- реконструкция ОРУ 110 кВ – предусматривает реконструкцию схемы, а также замену отделителей и короткозамыкателей на выключатели высокого напряжения;
- реконструкция РЗиА – замена устаревших и выработавших ресурс индукционных и электромагнитных реле на современные микропроцессорные блоки РЗиА.

Указанные мероприятия повысят надёжность, оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских ПС и РП.

Целесообразность приведённых в работе мероприятий по реконструкции подтверждается соответствующими расчётами и проверками далее.

Выводы по разделу 1

В результате выполнения первого раздела работы осуществлено описание и приведена основная техническая характеристика подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» до проведения реконструкции.

Детально рассмотрены требования нормативных документов, предъявляемые к системам электроснабжения и схемам трансформаторных подстанций энергосистемы.

Проведено обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

На основании приведенных технических данных и теоретических выкладок, далее в работе осуществляется мероприятия по реконструкции подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

2 Разработка проекта реконструкции ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

2.1 Реконструкция схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

По заданию необходимо провести реконструкцию схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика», особенностью которой является тот факт, что на ней должны находиться два силовых трансформатора с расщеплённой обмоткой НН 6 кВ (марки ТРДН).

Особенностью таких ПС являются (согласно [1]):

- наличие больших нагрузок, т.к. трансформаторы 110/6-6 кВ не выпускаются на малые мощности, а в случае их подключения на указанные нагрузки данные трансформаторы будут недогружены, что приведёт к значительным потерям электроэнергии в трансформаторах и сети;

- наличие на ПС-110/6-6 кВ двух силовых трансформаторов (согласно требований [1] к категории надёжности);
- наличие большого количества отходящих линий 6 кВ (по заданию – 20 отходящих линий), иначе ставить трансформатор с расщеплённой обмоткой не актуально.

Все условия, приведённые выше, соблюдены. Поэтому после реконструкции на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» устанавливается второй силовой трансформатор, мощность которого предварительно принимается такой же, как и у трансформатора, который ранее находился на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» (ТРДН-25000/110).

Питание второго трансформатора осуществляется по радиальной схеме воздушной линией напряжением 110 кВ от шин 110 кВ ПС-330/110 кВ «Надым».

При этом питание от ПС-110/6-6 кВ «Багульник» на напряжении 6 кВ в реконструированной схеме исключается (линия демонтируется).

Реконструированная схема ОРУ 110 кВ выполняется с наличием резервной перемычки из разъединителей по схеме «4Н».

Данная схема обладает высокой надёжностью, экономичностью и обеспечит заданную высокую надёжность системы электроснабжения на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

В реконструированной схеме ОРУ 110 кВ предусматривается замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели высокого напряжения (выбраны в работе далее).

В реконструированной схеме РУ 6 кВ ПС-110/6-6 кВ «Голубика» применяется «парное сквозное резервирование» секций сборных шин (по две секции шин 6 кВ от каждого трансформатора).

При этом на обеих парах секций предусматривается необходимый уровень резервирования с учётом секционирования согласно [1], для чего необходимо

применяется раздельный режим работы пар секций сборных шин с резервированием секционным выключателем.

Секционный выключатель в нормальном режиме работы отключён, включаясь под действием устройства автоматического включения резерва (АВР) в том случае, если на одной из парных секций сборных шин 6 кВ исчезло напряжение.

От РУ 6 кВ кабельными линиями напряжением 6 кВ получают питание нефтеперекачивающие станции с наличием высоковольтных двигателей насосов (потребители ПС-110/6-6 кВ «Голубика»).

Помимо этого, в работе проводятся следующие мероприятия по реконструкции РЗиА с заменой устаревших и выработавших ресурс индукционных и электромагнитных реле на современные микропроцессорные блоки РЗиА.

Также в ОРУ 110 кВ и РУ 6 кВ реконструированной подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» при выборе электрических аппаратов проводится их модернизация: выбираются для установки современные разработки, обладающие повышенной надёжностью.

2.2 Расчёт электрических нагрузок

Определяется расчетная нагрузка реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с учётом всех присоединений

$$S_p = \frac{n \cdot P_{max} \cdot K_{одн}}{\cos\varphi}, \text{ МВА}, \quad (1)$$

где n – количество отходящих от подстанции линий 6 кВ ($n = 20$ шт);

P_{max} – расчетная нагрузка одной линии напряжением 6 кВ ($P_{max} = 1600$ кВт);

$K_{одн}$ – коэффициент одновременности нагрузки на стороне 6 кВ подстанции, принимается значение $K_{одн} = 0,85$ [1];

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности на стороне 6 кВ подстанции (по заданию $\cos \varphi = 0,87$).

По условию (2.1) расчетная нагрузка реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с учётом всех присоединений будет равна

$$S_p = \frac{20 \cdot 1600 \cdot 0,85}{0,87} = 31,264 \text{ МВА.}$$

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок реконструированной ПС-110/6-6 кВ «Голубика» используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов, электрических проводников и аппаратов.

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Выбор мощности силовых трансформаторов в работе проводится по расчетной нагрузке на реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика», с учётом всех присоединений [1].

Требуемая установленная мощность силового трансформатора подстанции $S_{ном.т}$, МВА

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot S_{расч.}, \text{ МВА.} \quad (2)$$

где $S_{расч}$ - полная расчетная нагрузка подстанции, $S_{расч} = 31,264$ МВА.

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot 31,264 = 21,89 \text{ МВА.}$$

Принимается к установке на реконструируемой подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с учётом всех присоединений, два силовых трансформатора типа ТРДН-25000/110 общей установленной мощностью 2х25000 кВА.

Техническая характеристика выбранного силового трансформатора проектируемой ПС-110/6-6 кВ приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика выбранного трансформатора реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с учётом всех присоединений

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ		$U_k, \%$	$P_k, \text{кВт}$	$P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	ВН	НН				
ТРДН-25000/110	115	63/6,3	10,5	120	25	0,65

В работе номинальная мощность силовых трансформаторов выбрана с учетом возможности дальнейшего роста электрических нагрузок подстанции в будущем.

Выбранный силовой трансформатор необходимо проверить на нагрузочную способность в нормальном режиме согласно [1].

Определяется коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, когда оба трансформатора находятся в работе, K_n .

В работе расчётная нагрузка реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» равномерно распределена на оба трансформатора, т.е.

$$K_n = \frac{0,5S_p}{S_{ном.т}} \leq 0,7, \quad (3)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность силового трансформатора реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика», МВА.

По выражению (3)

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 31,264}{25} = 0,63 < 0,7.$$

Условия проверки выполняется.

Проводится проверка выбранного силового трансформатора по перегрузочной способности в послеаварийном режиме [1].

Определяется коэффициент аварийной перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме, когда один трансформатор отключен, а второй остался в работе, $K_{ав}$

$$K_{ав} = \frac{S_p}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (4)$$

По выражению (4)

$$K_{ав} = \frac{31,264}{25} = 1,25 < 1,4.$$

Трансформатор удовлетворяет условиям проверок как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы.

Окончательно принимаются к установке на реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» два силовых трансформатора типа ТРДН-25000/110.

2.5 Выбор и проверка сечения проводников

Для выбора сечения проводников рассчитывается их рабочий ток нормального режима работы по условию

$$I_{p.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (5)$$

Максимальный расчётный ток линии с учётом подключения дополнительной нагрузки (резервирования)

$$I_{p.max} = 1,4I_{p.} \quad (6)$$

Проверка сечения в послеаварийном режиме [1]:

$$I_{дон} \geq I_{p.max}, \quad (7)$$

где $I_{дон}$ – длительно – допустимый ток выбранного проводника [1];

$I_{p.max}$ – максимальный расчётный ток линии.

Выбор проводников напряжением выше 1 кВ (воздушной линии 110 кВ и кабельных линий напряжением 6 кВ) осуществляется непосредственно по экономической плотности тока таким образом:

$$F_{\circ} = \frac{I_{p.}}{j_{\circ}}, \quad (8)$$

где j_{\circ} – плотность тока, А/мм².

Проводится выбор сечения провода питающей воздушной линии (ВЛ-110 кВ).

$$I_n = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 131,2 \text{ А.}$$

$$F_9 = \frac{131,2}{1,1} = 119,3 \text{ мм}^2.$$

Принимается для питающей ВЛ-110 кВ стандартное сечение провода, равное $F_{cm} = 120 \text{ мм}^2$.

Выбирается из [1] сталеалюминиевый провод ВЛ марки АС-120/19 с допустимым током $I_{дон} = 390 \text{ А}$.

Максимальный расчётный ток линии ВЛ-110 кВ с учётом подключения дополнительной нагрузки (резервирования)

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 131,2 = 183,7 \text{ А.}$$

Проверка сечения в послеаварийном режиме выполняется [1]:

$$390 \text{ А} \geq 183,7 \text{ А.}$$

Проверка сечения в по условию коронирующего разряда и механической прочности также выполняется [1]:

$$120 \text{ мм}^2 > 70 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимается сталеалюминиевый провод на питающей ВЛ-110 кВ марки АС-120/19 с допустимым током $I_{дон} = 390 \text{ А}$.

В работе для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ используются следующие типы металлических опор:

- промежуточные опоры П110-1: высота опор – 25 м, ширина основания опоры – 2,5 м. Данный тип опор служит для непосредственной поддержки проводов воздушной линии электропередачи 110 кВ, механическую нагрузку всей линии они не несут. Данные опоры имеют как штыревые, так и подвесные изоляторы (гирлянды). В работе применяются одноцепные промежуточные опоры. Опоры изготавливают из углового и листового металлопроката с нанесением антикоррозийного покрытия (оцинковка или красочный слой);
- анкерные угловые опоры У110-1: высота опор – 20,7 м, ширина основания опоры – 4,7 м. Данный тип опор рассчитан для поддержания механической нагрузки всей линии электропередачи 110 кВ и являются основными опорными конструкциями на линии. Данные опоры имеют только подвесные изоляторы (гирлянды). В работе применяются одноцепные анкерные угловые опоры. Этот тип опор изготавливают из углового и листового металлопроката с нанесением антикоррозийного покрытия (оцинковка или красочный слой).

Проводится выбор силовых кабелей для питания потребителей ТП-110/6-6 кВ (высоковольтных насосов) от шин РУ-6 кВ указанной подстанции.

Определяются номинальный ток кабельной линии, питающей высоковольтные насосы [3]

$$I_{\text{ном.л}} = \frac{P_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном.л}} \cos \varphi \cdot \eta}, A,$$

где $P_{\text{ном.дв}}$ – номинальная мощность электродвигателя насоса, кВт;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент активной мощности
электродвигателя насоса;

η – номинальный к.п.д. электродвигателя насоса;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

По выражению (9)

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,78 \cdot 0,84} = 234,98 \text{ A.}$$

Сечения кабелей 6 кВ по экономической плотности тока [1-3]:

$$F_{\text{ек}} = \frac{234,98}{1,4} = 167,8 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель марки АСБ-6(3х185) с допустимым током $I_{\text{дон}} = 385 \text{ A}$,
прокладка – в земле.

Максимальный расчётный ток кабельной линии, которая питает
высоковольтные насосы 6 кВ

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot 234,98 = 329 \text{ A.}$$

Условие проверки выполняется

$$385 \text{ A} \geq 329 \text{ A.}$$

Окончательно выбираются силовые кабели марки АСБ-10 (3х185) для всех
линий, которые питают высоковольтные насосы 6 кВ.

2.6 Расчёт токов короткого замыкания

Проводится расчёт токов короткого замыкания (далее – токов КЗ) на реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»: от источника питания энергосистемы напряжением 110 кВ до участка распределительной сети 6 кВ с конечными потребителями.

Так как на всех потребительских линиях 6 кВ установлены одинаковые высоковольтные насосы, для всех них результаты расчёта будет практически одинаковы (с небольшой допустимой погрешностью).

Составляется расчётная схема и схема замещения для данного участка (рисунок 2).

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Расчетная схема выбора точек короткого замыкания представлена на рисунке 2.

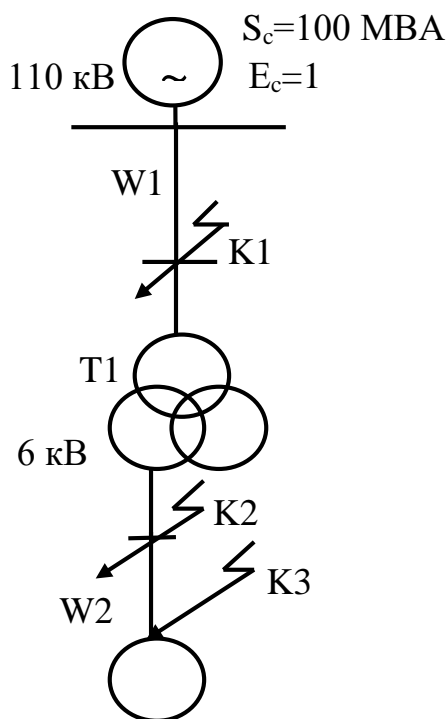


Рисунок 2 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Схема замещения представлена на рисунке 3.

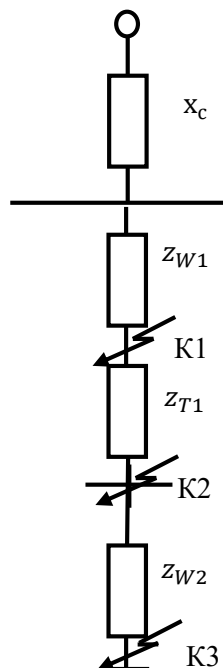


Рисунок 3 – Схема замещения для определения токов КЗ

Величина базисного напряжения $U_{\text{б}}$ принимается выше номинального напряжения сети на 5%. Выбираются расчетные точки короткого замыкания К1 на стороне высшего напряжения подстанции и К2, К3 на стороне низшего напряжения.

Базисные условия: $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$; $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{нн}} = 6,3 \text{ кВ}$.

Рассчитывается базисный ток для стороны высшего и низшего напряжения:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}. \quad (10)$$

$$I_{\text{б.вн}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,51 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{б.нн}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}.$$

Расчет параметров схемы в относительных единицах.

Определяется сопротивление элементов схемы замещения.

Принимается факт, что мощность источника электроэнергии (энергосистемы) $E_c = 1$, соответственно, индуктивное сопротивление $x_c = 0,05$.

Индуктивное сопротивление воздушной линии W1:

$$X_{W1} = \frac{1}{n} \cdot X_{уд.W1} \cdot L_{W1} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_B^2} \quad (11)$$

где $X_{уд.W1}$ -удельное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L -длина линии, 6 км.

$$X_{W1} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{W1} = \frac{1}{n} \cdot R_{уд.W1} \cdot L_{W1} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_B^2} \quad (12)$$

где $R_{уд.W1}$ – удельное активное сопротивление воздушной линии [1].

$$R_{W1} = \frac{1}{2} \cdot 0,46 \cdot 6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Находится индуктивное сопротивление каждой обмотки силового трансформатора с расщеплённой обмоткой ПС-110/6-6 кВ

$$X_{T1} = n \cdot \frac{U_{К.З.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.T}}. \quad (13)$$

где n – количество расщеплённых обмоток вторичной обмотки НН, шт.

$$X_{T1} = 2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,84 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление кабельной линии W2 по (11):

$$X_{W2} = 0,09 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Определяется активное сопротивление кабельной линии W2 по (12):

$$R_{W2} = 0,62 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Проводится расчет токов КЗ в расчётной точке К1.

Полное сопротивление цепи короткого замыкания до точки К1

$$Z_{\Sigma k1} = \sqrt{(X_c + X_{w1})^2 + R_{w1}^2}. \quad (14)$$

$$Z_{\Sigma k1} = \sqrt{(0,05 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 0,073 \text{ о.е.}$$

Расчёт токов КЗ при трёхфазном коротком замыкании в расчётных точках

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma k}} \cdot I_{\delta}. \quad (15)$$

Рассчитывается значение трёхфазного тока КЗ в расчётной точке К1

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{0,073} \cdot 0,51 = 6,98 \text{ кА.}$$

Определяется полное сопротивление и ток КЗ в расчётной точке К2

$$Z_{\Sigma k 2} = \sqrt{(X_c + X_{w1} + X_T)^2 + R_{w1}^2}. \quad (16)$$
$$Z_{\Sigma k 2} = \sqrt{(0,05 + 0,02 + 0,84)^2 + 0,02^2} = 0,91 \text{ о.е.}$$
$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{0,91} \cdot 9,16 = 10,07 \text{ кА.}$$

Определяется полное сопротивление и ток КЗ в точке К3

$$Z_{\Sigma k 3} = \sqrt{(X_c + X_{w1} + X_T + X_{w2})^2 + (R_{w1} + R_{w2})^2}. \quad (17)$$
$$Z_{\Sigma k 3} = \sqrt{(0,05 + 0,02 + 0,84 + 0,01)^2 + (0,02 + 0,08)^2} = 0,973 \text{ о.е.}$$
$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{1}{0,973} \cdot 9,16 = 9,42 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока трёхфазного КЗ:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (18)$$

где $K_{y\partial}$ – значение ударного коэффициента (по справочным данным) [7].

Определяется значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке

К1

$$I_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,98 = 15,71 \text{ кА.}$$

Определяется значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке
К2

$$I_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 10,07 = 19,94 \text{ кА.}$$

Определяется значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке
К3

$$I_{уд.к3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 9,42 = 18,65 \text{ кА.}$$

Расчет токов двухфазного короткого замыкания осуществляется по
выражению

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}. \quad (19)$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке К1

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,98 = 6,04 \text{ кА.}$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке К2

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,07 = 8,72 \text{ кА.}$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке КЗ

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,42 = 8,16 \text{ кА.}$$

Полученные результаты расчётов токов КЗ и ударных токов в расчётных точках схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчётов токов КЗ и ударных токов в расчётных точках схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Точка КЗ	U _Б , кВ	I _Б , кА	Z _Σ	K _{уд}	I ⁽³⁾ кА	I ⁽²⁾ кА	I _{уд} , кА
К1	115	0,51	0,073	1,6	6,98	6,04	15,71
К2	6,3	9,16	0,910	1,4	10,07	8,72	19,94
К3	6,3	9,16	0,973	1,4	9,42	8,16	18,65

Полученные результаты расчётов токов КЗ используются далее.

2.7 Проверка проводников на термическую стойкость и потери напряжения

Согласно полученным значениям токов короткого замыкания, проверяется принятые ранее сечения кабельных линий напряжением 6 кВ на термическую стойкость при КЗ.

Термически стойкое сечение:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (20)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

C – тепловой коэффициент, в работе принимается равным для кабелей $90 \text{ A} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}$.

Проверяется кабельные линии напряжением 6 кВ

$$B_k = 10,07^2 \cdot 0,1 = 10,14 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{10,14 \cdot 10^6}}{90} = 35,38 \text{ мм}^2.$$

По данному значению минимального сечения видно, что все выбранные в работе сечения кабельных линий больше минимально – допустимого сечения по условиям короткого замыкания, следовательно, они удовлетворяют условиям проверки.

$$F_{ct} = 185 \text{ мм}^2 \geq F_{\min} = 35,38 \text{ мм}^2.$$

Далее выбранные проводники проверяются по условию допустимой потери напряжения.

Потеря напряжения в линиях питающей сети определяется так:

$$\Delta U = \frac{PR_l + QX_l}{U_n^2} \cdot 100, \% \quad (21)$$

Проверка по потере напряжения проводится для питающей воздушной линии напряжением 110 кВ с проводом марки АС-120/19

$$\Delta U_{110} = \frac{6613,1 \cdot (0,447 \cdot 6) + 2706,18 \cdot (0,4 \cdot 6)}{110^2} \cdot 100 = 1,12 \%$$

Потери напряжения в нормальном режиме меньше 5 %, значит, допустимы. Аналогично проверены на допустимую потерю напряжения все кабельные линии напряжением 6 кВ, условия проверки для них также выполняются.

Кабельная сеть 6 кВ прокладываются в земляной траншее на глубине не менее 0,7 м.

Трассы кабельных линий при прокладке в земляных траншеях следует выбирать таким образом, чтобы их длина к объекту была минимальной, а кабельные траншеи не пересекались (особенно это касается кабелей разных классов напряжения и назначений).

После укладки кабеля в траншее его залаживают красным кирпичами и засыпают грунтом.

Кирпичи предохраняют кабели от механических повреждений и служит своеобразным «указателем» нахождения кабельной линии при её ремонте.

Грунт в обязательном порядке трамбуют с последующей подсыпкой новым слоем.

При этом необходимо правильно подобрать трассу для прокладки кабелей с таким расчётом, чтобы она была как можно меньшей длины, а также исключить пересечение кабелей друг с другом и прочими коммуникациями.

Также крайне важно применять при монтаже стандартные углы изгиба кабелей, чтобы не повредить кабели в линии.

2.8 Выбор и проверка электрических аппаратов

Для защиты и коммутации присоединений напряжением 110 кВ и 6 кВ применяются высоковольтные выключатели, установленные в РУ 110 кВ и РУ 6 кВ на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Выбор выключателей высокого напряжения проводится по номинальным параметрам напряжения и рабочего тока [6-8], приведённым ниже.

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (22)$$

$$I_{раб. макс.} \leq I_n. \quad (23)$$

Проверка выключателя на симметричный ток отключения

$$I_{nt} \leq I_{откл}; \quad (24)$$

Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ [7]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (25)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}. \quad (26)$$

На электродинамическую устойчивость [6-8]:

$$i_y \leq i_{нр.с}. \quad (27)$$

На термическую стойкость по значению теплового импульса [6-8]

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (28)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (29)$$

Предварительно выбирается выключатель для установки в ОРУ 110 кВ ГПП типа ВГТ-110/1000/УХЛ1 [8]

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сети} = 110 \text{ кВ}.$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{расч} = 46,3 \text{ А}.$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{к1} = 6,98 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА} > i_{ук1} = 15,71 \text{ кА}.$$

$$I_k^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 6,98^2 \cdot 0,1 = 4,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 15,71 \cdot (1 + e^{-\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}) = 24,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательно выбирается выключатель для установки в ОРУ-110 кВ марки ВГТ-110/1000/УХЛ1.

Распределительное устройство 6 кВ ПС-110/6-6 кВ «Голубика» (РУ-6 кВ), от которого получают питание высоковольтные насосы напряжением 6 кВ, представляет собой комплектное распределительное устройство внутренней установки.

Конструктивно оно выполнено с использованием ячеек КУ-6С, в которых непосредственно используется выкатной элемент в сборе с высоковольтными выключателями 6 кВ (таблица 4).

Камеры поставляются с предприятия – изготовителя полностью собранными и укомплектованными, при монтаже необходимо их установить согласно проекту, сфазировать и подключить в работу.

В виду этого, в них не устанавливаются разъединители, которые заменяются втычными контактами, что является существенным преимуществом данного типа ячеек.

Таблица 4 – Выбор высоковольтных выключателей в РУ 6 кВ

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/3600 (630)-У2-48
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс}=3368 \text{ А (вводной)}$ $I_{раб.макс}=364,2 \text{ А (отходящие линии)}$	$I_n = 3600 \text{ А (вводной)}$ $I_n = 630 \text{ А (отходящие линии)}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=19,94 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=10,07^2 \cdot 0,1 = 10,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 10,07 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

Выбирается разъединитель РНДЗ 1-110/1000ХЛ (таблица 5).

Таблица 5 – Результаты выбора разъединителей в ОРУ 110 кВ

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные разъединителя РНДЗ 1-110/1000ХЛ
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс}=183,7 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=15,71 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=6,98^2 \cdot 0,1 = 4,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Для питания вторичных цепей коммутации (релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерений) необходимо предусмотреть измерительные трансформаторы – трансформаторы тока и напряжения.

Выбирается трансформатор тока 110 кВ ТФЗМ – 110Б-1 (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор трансформатора тока в ОРУ 110 кВ

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные ТТ марки ТФЗМ – 110Б-1
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс}=183,7 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=15,71 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 62 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=6,98^2 \cdot 0,1 = 4,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбирается для установки в РУ 6 кВ трансформатор тока марки ТПЛ-10 (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные ТТ марки ТПЛ-10
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 364,2 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 19,94 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 40 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 10,07^2 \cdot 0,1 = 10,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбирается для установки в РУ 6 кВ трансформатор напряжения марки НТМИ-10 (таблица 8).

Таблица 8 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные ТН марки НТМИ-10
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 364,2 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 19,94 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 60 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 10,07^2 \cdot 0,1 = 10,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Для защиты от атмосферных и внутренних перенапряжений необходимо предусмотреть ограничители перенапряжений (ОПН).

Поскольку на ОРУ 110 кВ требуется ОПН внешней установки, выбираются для защиты ВЛ-110 кВ ограничители перенапряжений типа ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1.

На стороне 6 кВ в работе используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1, которые устанавливаются в шкафах КРУ 6 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10.

2.9 Выбор блоков релейной защиты и автоматики

В работе проводится выбор современных блоков релейной защиты и автоматики для установки на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Согласно [1,18,19], к релейной защите и автоматике (РЗа) систем электроснабжения предъявляются следующие основные требования:

- быстродействие;
- надёжность;
- селективность (избирательность);
- минимизация времени и затрат на монтаж, обслуживание и ремонт (экономичность).

Современные микропроцессорные устройства РЗа, пришедшие на смену устаревшим электромагнитным, электромеханическим и индукционным реле, в полной мере отвечают данным требованиям [18,19].

В основе современных микропроцессорных РЗа лежат надёжные и компактные интегральные микросхемы, которые имеют значительное преимущество перед устаревшими типами реле, указанными выше [18,19].

Последнее поколение микропроцессорных РЗа выполняется в виде многофункциональных блоков (многоцелевые устройства), в которых объединены функции многих защит, устройств автоматики и сигнализации.

Использование последних позволяет значительно уменьшить габариты устройств РЗа, а также сократить затраты и время на монтаж, обслуживание и ремонт.

Кроме того, по показателям надёжности и быстродействия современные

микропроцессорные блоки защит значительно превосходят устаревшие аналоги на индукционной и электромагнитной базе.

В качестве микропроцессорной защиты для ПС-110/6-6 кВ «Голубика» в работе выбираются [20]:

- для релейной защиты – блоки марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»);
- для автоматики – блоки марки БРЧН-100;
- для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Данные блоки РЗиА заменяют устаревшие индукционные и электромагнитные реле типа РТ-40, РТ-80, РТМ, РТВ, которые использовались на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» до реконструкции.

За счёт этой замены проводится реконструкция релейной защиты и автоматики на реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Защищаемый элемент реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»	Марка применяемых блоков РЗиА	Основные реализуемые РЗиА блока
Питающая воздушная линия 110 кВ	БМРЗ-150, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-150); АПВ (БРЧН-100)
Отходящие воздушные линии 6 кВ	БМРЗ-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-100)
Секционный выключатель 6 кВ	БМРЗ-50, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-50); АВР (БРЧН-100)
Силовые трансформаторы ТРДН-25000/110	БМРЗ	ДЗ, МТЗ, ТО, ЗОЗ (БМРЗ)
Сигнализация	БМЦС-40	Виды сигнализации: рабочая, аварийная, предупредительная, командная, контрольная, блокировочная, положений

2.10 Внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Согласно [1], на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» необходимо предусмотреть установку современных измерительных приборов, приборов учёта и контроля электроэнергии.

Все указанные элементы получают питание от измерительных трансформаторов (тока и напряжения), которые выбраны в работе ранее.

Внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика» является современным и обоснованным решением как с технической, так и с экономической точек зрения.

В данном случае система АСКУЭ рассматривается как базовая для контроля качества электроэнергии в системе электроснабжения [18].

В работе применяется электронный счётчик «Меркурий», который входит в систему АСКУЭ.

Счётчик «Меркурий» – это микропроцессорный электронный прибор, обладающий следующими значительными преимуществами по сравнению не только с устаревшими типами счётчиков, но и с аналогичными инновационными приборами.

Благодаря применению АСКУЭ в системах электроснабжения, локализуются узлы с коммерческими потерями, блокируется несанкционированный доступ к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии.

Кроме того, АСКУЭ позволяет контролировать установленные лимиты электроэнергии, тем самым оптимизируя производственный процесс на предприятиях (потребителях) [16].

При этом устанавливается необходимое оборудование системы АСКУЭ в точке коммерческого учёта электроэнергии.

Капитальные вложения на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

$$KB = Ц + М + ТР + НР, \text{ тыс.руб.}, \quad (30)$$

где Ц – цена оборудования, тыс. руб.;

М – затраты на монтаж оборудования, тыс. руб.;

НР – накладные расходы, тыс. руб.;

ТР – транспортные расходы, тыс. руб.

Расчет затрат на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета капитальных вложений на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Номер	Тип оборудования	Цена, руб.
1	Счётчик «Меркурий»	23400
2	GSM модем	14600
3	Сервер для накопления данных с GSM модуля	50000
4	АРМ диспетчера (с ПК и оборудованием – комплект)	150000
5	Программное обеспечение и наладка	80000
6	Трансформатор тока ТЛМ	136560
7	Трансформатор напряжения НАМИ	203200
8	Расходный материал	20000
9	Монтаж	271304
10	Транспортные расходы	67826
11	Накладные расходы	101739
Итого капитальных вложений (KB)		1119129

Согласно формуле (30):

$$M = 0,4 \cdot 678260 = 271304 \text{ руб.} = 271,3 \text{ тыс.руб.}$$

$$TP = 0,1 \cdot 678260 = 67826 \text{ руб.} = 67,826 \text{ тыс.руб}$$

$$HP = 0,1 \cdot (678260 + 67826 + 271304) = 101739 \text{ руб.} = 101,739 \text{ тыс.руб.}$$

$$KB = 678260 + 67826 + 271304 + 101739 = 1119129 \text{ руб.} = 1119,129 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание системы АСКУЭ

$$ЗЭ = A + TP + ЗП + П, \text{ тыс.руб.}, \quad (31)$$

где ЗП – заработная плата персонала, тыс. руб.;

A – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

TP – стоимость текущего ремонта, тыс. руб.;

П – прочие затраты, тыс. руб.

$$A = 0,125 \cdot 1119129 = 139891 \text{ руб.} = 139,891 \text{ тыс.руб.}$$

$$TP = 0,05 \cdot 1119129 = 55956 \text{ руб.} = 55,956 \text{ тыс.руб.}$$

Зарплата персонала

$$ЗП = ЧТС \cdot ЗТ \cdot К, \text{ тыс.руб.}, \quad (32)$$

где ЧТС – часовая тарифная ставка;

ЗТ – затраты труда на обслуживание данного оборудования, чел·ч;

К – суммарный коэффициент, учитывающий дополнительную оплату (премию) и величину отчислений в единый социальный фонд.

Затраты труда на обслуживание АСКУЭ на реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

$$ЗТ = Т \cdot Q, \text{ тыс.руб.}, \quad (33)$$

где Т – трудоемкость обслуживания чел.·ч;

Q – количество у.е. шт.

Проводятся соответствующие расчёты

$$K_{уе.эл.об} = 1,1 \cdot 4 = 4,4;$$

$$ЗТ = 4,4 \cdot 18,6 = 81,84 \text{ чел. час};$$

$$ЗП = 57 \cdot 1,64 \cdot 1,30 \cdot 81,84 = 9945,5 \text{ руб.};$$

Величина прочих затрат определяется так:

$$П = 0,1 \cdot (A + TP + ЗП). \quad (34)$$

$$П = 0,1 \cdot (139891 + 55956 + 9945,5) = 20579 \text{ руб.} = 20,579 \text{ тыс.руб.}$$

$$ЗЭ = 139891 + 55956 + 9945,5 + 20579 = 226371,5 \text{ руб.} = 226,3716 \text{ тыс.руб.}$$

В качестве примера производится типичный расчет внедрения системы АСКУЭ с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» за январь 2021 года.

Суммарный объем потреблённой электроэнергии за январь 2021 года, согласно фактическим данным – 132,9 МВт·ч.

Стоимость электроэнергии принимается согласно заявленному максимуму по договору энергоснабжения.

При этом затраты будут определяться

$$ПЗ = KB \cdot E_n + ЗЭ, \quad (35)$$

где $E_n = 0,15$.

$$ПЗ = 1119129 \cdot 0,15 + 226371,5 = 394240,85 \text{ руб.}$$

Определяется стоимость потерь объема электроэнергии за январь 2021 г. по первой ценовой категории:

$$\mathcal{E}_1 = 0,178655 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 3902,054 = 518658,36 \text{ руб.}$$

где 0,178655 – стоимость 1 кВт·ч потреблённой электроэнергии по 1-й ценовой категории, руб.;

3902,054 – потреблённое количество электроэнергии, кВт;

24 – количество часов в сутках, ч;

31 – количество дней в месяце, дн.

Годовая экономия для второй ценовой категории

$$\mathcal{E}_2 = T_{20} \cdot Q_2 - (T_n \cdot Q_{2n} + T_n \cdot Q_{2п} + T_{пн} \cdot Q_{2пн}), \quad (36)$$

$$\mathcal{E}_2 = 132,9 \cdot 3902,05 - (44,3 \cdot 4500 + 38,76 \cdot 7500 + 49,84 \cdot 5500) = -245511,64 \text{ руб.}$$

По второй ценовой категории рассчитывать не выгодно, так как внедряемая система АСКУЭ не окупается.

Годовая экономия для третьей ценовой категории

$$\mathcal{E}_3 = (\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2) \cdot 12. \quad (37)$$

$$\mathcal{E}_3 = (518658,36 - 433748,4) \cdot 12 = 1018919,52 \text{ руб./год} \approx 1018,920 \text{ тыс.руб./год.}$$

Срок окупаемости капиталовложений в АСКУЭ в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

$$T_{кв} = \frac{KB}{\text{Эк}}. \quad (38)$$

$$T_{кв} = \frac{1119129}{1018919,52} \approx 1,1 \text{ год.}$$

Экономическая оценка эффективности внедрения системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями (блокировка несанкционированного доступа к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии) перспективна, так как срок окупаемости внедрения АСКУЭ в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/6-6 кВ «Голубика» составляет 1,1 года.

Значит, выбор системы АСКУЭ для контроля и учёта электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика», а также с функцией локализации узлов с коммерческими потерями (блокировка несанкционированного доступа к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии), оправдана и подтверждена соответствующими расчётами.

Выводы по разделу 2

В результате выполнения второго раздела, проведена разработка проекта реконструкции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Для осуществления данной цели в разделе рассмотрено и разработано: проведена реконструкция схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с установкой второго силового трансформатора ТРДН-25000/110, мощность которого выбрана и проверена в работе на основе результатов расчёта электрических нагрузок.

Питание второго трансформатора осуществляется по радиальной схеме воздушной линией напряжением 110 кВ от шин 110 кВ ПС-330/110 кВ «Надым». При этом питание от ПС-110/6-6 кВ «Багульник» на напряжении 6 кВ в реконструированной схеме исключается (линия демонтируется).

Реконструированная схема ОРУ 110 кВ выполняется с наличием резервной перемычки из разъединителей по схеме «4Н» с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели высокого напряжения.

В реконструированной схеме РУ 6 кВ ПС-110/6-6 кВ «Голубика» применяется «парное сквозное резервирование» секций сборных шин с отдельным режимом работы.

Осуществлены выбор и проверка сечения проводников: для ВЛ-110 кВ выбран провод марки АС-120/19, для отходящих линий 6 кВ – силовые кабели марки АСБ-6(3х185).

Осуществлены выбор и проверка электрических аппаратов для их установки:

- в ОРУ 110 кВ – выключатели ВГТ-110/1000/УХЛ1, разъединители РНДЗ 1-110/1000ХЛ, трансформатор тока ТФЗМ – 110Б-1, ограничители перенапряжений ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1;

- в РУ 6 кВ – выключатели ВВ/TEL-10-20-У2-48, трансформатор тока марки ТПЛ-10, трансформатор напряжения НТМИ-10, ОПН внутренней установки ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1.

На основании полученных результатов расчёта токов КЗ, осуществлена проверка кабельных линий 6 кВ и электрических аппаратов на термическую стойкость.

Выбраны блоки современные релейной защиты и автоматики для установки на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»), для автоматики – блоки марки БРЧН-100, для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Осуществлено технико – экономическое обоснование внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика» (срок окупаемости – 1,1 года).

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности

В числе основных опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ в электрической сети на ПС-110/6-6 кВ «Голубика», выделяются:

- поражение людей электрическим током;
- наличие опасного шагового напряжения в зоне растекания электрического тока при замыкании токоведущих частей на землю, в особенности в сырую погоду;
- появление наведенного и опасного напряжения на корпусах электрооборудования при повреждении изоляции;

- влияние электромагнитных полей высокого напряжения на организм людей;
- травмы различной степени тяжести при выполнении работ по монтажу, обслуживанию и ремонту электрического оборудования и сетей;
- опасность падения с высоты при монтаже, обслуживании и ремонте воздушных линий электропередач;
- опасность возникновения пожара, в особенности в помещениях распределительных устройств с маслonaполненными аппаратами и в силовых трансформаторах;
- опасность взрыва в маслonaполненном герметизированном оборудовании;
- повышенный уровень шума при выполнении работ по монтажу, эксплуатации и ремонту оборудования и сетей;
- недостаточная освещенность рабочей зоны при работах в помещении закрытых и открытых распределительных устройств в течении суток;
- повышенная либо пониженная температура воздуха рабочей зоны при выполнении работ;
- опасность получения ожогов лица и глаз при возникновении дуги, коротком замыкании;
- повышенная опасность повреждения существующих коммуникаций при прокладке и ремонте воздушных линий системы электроснабжения потребителей.

В организациях обязанности по охране труда возлагаются на главных специалистов приказом руководителя [17].

До выполнения работ в электроустановках допускаются лица, достигшие 18 летнего возраста и прошедшие соответствующее обучение согласно требований [16-18].

Современные технологии позволяют свести к минимуму производственный травматизм.

Согласно требованиям [17], в системе электроснабжения газонаполнительной компрессорной станции, необходимо применять организационные и технические мероприятия по технике безопасности.

Организационные мероприятия по технике безопасности включают в себя [17]:

- назначение лиц, отвечающих за безопасное проведение работ (руководителя работ, допускающего, наблюдающего, членов бригады);
- выдача нарядов и распоряжений;
- проведение различных типов инструктажей с последующей подписью обучаемого в журнале инструктажей;
- подготовка рабочего места с применением теоретических знаний и навыков;
- допуск к выполнению работ;
- перерыв и окончание работ.

Технические мероприятия по технике безопасности включают в себя [17]:

- полное или частичное снятие напряжения в месте проведения работ бригадой;
- обеспечение необходимых выключений и переключений;
- принятие неотложных мер, которые препятствуют самопроизвольному включению коммутационных и (или) защитных электрических аппаратов, а также непредвиденной подаче напряжения на шины со стороны источника питания;
- непосредственная проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок в зоне проведения работ путём

- использования технических и поверенных средств (указателей напряжения и т.д.);
- наложение переносных заземлений с использованием принятой методики и алгоритма, а также поверенных технических средств;
 - ограждение и прекращение доступа несанкционированных лиц на рабочее место, а также ограждение (изоляция) всех токоведущих частей, находящихся под напряжением;
 - вывешивание плакатов по технике безопасности на рабочем месте, а также по периметру установленного и ограждённого рабочего места (зоны выполняемых работ).

Пожарная безопасность электрических сетей и электроустановок в проекте обеспечивается:

- применением несгораемых конструкций;
- выбором оборудования и электроустановочных изделий, соответствующих условиям окружающей среды и номинальному напряжению;
- выбором марок и сечений проводников, способов их прокладки, удовлетворяющих требованиям [1];
- автоматическим отключением токов КЗ; защитным заземлением.

Снятие базового заземления проводится заранее определенной выдающим наряд бригадой с заземлением проводов всех фаз на контур заземления опоры или групповой заземлитель.

Эти операции необходимо выполнять, как правило, с заземлением ВЛ в настоящее время в РУ подстанции.

Работы следует выполнять под контролем дежурного диспетчера с записью в оперативном журнале и оформлением в наряде.

Установка и снятие заземлений базового заземления следует выполнять руководителю работ с двумя членами бригады с IV и III группы по электробезопасности.

Допускается выполнять установку и снятие базового заземления без заземления ВЛ в настоящее время в РУ ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

В этом случае разрешение на установку базового заземления, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе выдается одновременно.

Выполнение таких работ может быть допущено только по решению главного инженера с оформлением в оперативном журнале и наряде [2,3,11].

3.2 Обеспечение экологической безопасности

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя,
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач оказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [2,3,11].

Эти негативные воздействия, обусловленные в том числе несоблюдением предприятиями режима эксплуатации пылегазоочистного оборудования,

неосуществлением мероприятий по снижению объема выбросов загрязняющих веществ с установленными нормативами, низкими темпами внедрения новейших технологий и т.д. [2,3,11], происходят ежедневно в режиме их нормальной эксплуатации.

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния указанных выше электростанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

При проектировании ВЛ, питающих вышеуказанную ПС-110/6-6 кВ «Голубика», должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных политических, экономических, технических, организационных, государственно-правовых и других мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в [21-25], включающий следующие составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;

- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике.

Среди причин, обуславливающих неудовлетворительное состояние качества атмосферного воздуха в населенных пунктах, названы наряду с другими такие, как несоблюдение предприятиями режима эксплуатации пылегазоочистного оборудования, неосуществление мер по снижению объема выбросов загрязняющих веществ с установленными нормативами, низкие темпы внедрения новейших технологий [21-25].

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ стационарных источников, закреплено дополнительные обязанности предприятий, осуществляющих выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе [21-25]:

- обязанность осуществлять инструментально-лабораторные измерения параметров выбросов загрязняющих веществ;
- обязанность обеспечивать разработку методик выполнения таких измерений, учитывающие специфические условия выброса загрязняющих веществ;
- своевременно и в полном объеме уплачивать экологический налог (ст.10);
- меры регулирования выбросов, наиболее распространенных и опасных загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарных источников (ст. 11);

- регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12);
- меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

Охрана окружающей среды при строительстве объектов энергетики осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий, которые снижают или ликвидируют отрицательное воздействие на природную среду, на сохранение природных ресурсов.

Рассматриваемая в работе трансформаторная подстанция не является источником загрязнения окружающей среды.

Процесс передачи электроэнергии является безотходным, не сопровождается никакими вредными выбросами в окружающую среду.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, на период проведения реконструкции рассматриваемой подстанции, будут происходить при работе автотранспорта и спецтехники.

Воздействие на атмосферный воздух при проведении работ по реконструкции относится к кратковременному.

3.3 Расчёт молниезащиты ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Проводится расчёт молниезащиты ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Зона защиты четырех стержневых молниеотводов [17]

$$r_x = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_x / h) \cdot p \right) \right], \quad (39)$$

где r_x – радиус действия молниеотвода, м;

h_a – активная высота молниеотвода, м;

h_x – высота наиболее высоких элементов ОРУ-110 кВ, м;

h – высота молниеотвода, м.

$$h_a = h - h_x. \quad (40)$$

Наименьшая ширина зоны защиты

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot [(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a)], \quad (41)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м.

Проверка по условию:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (42)$$

где D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м.

Проводится расчёт зоны защиты молниеотводов $M_1 - M_4$ с параметрами:

$h=19$ м, $h_a=8$ м, $h_x = 11$ м.

$$r_x = (19 - 11) \cdot [1,6 / (1 + (11/19) \cdot 1)] = 8,11 \text{ м.}$$

$$b_x^I = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21)] = 12,48 \text{ м. } b_x^I / 2 = 6,24 \text{ м.}$$

$$b_x^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5)] = 5,92 \text{ м. } b_x^{II} / 2 = 2,96 \text{ м.}$$

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

$$D_1 = \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \leq 64 \text{ м.}$$

Проводится расчёт зоны защиты молниеотводов M_5 и M_6 с параметрами:

$h=17$ м, $h_a=12$ м, $h_x = 5$ м.

$$r_{x_i} = (17 - 5) \cdot [1,6 / (1 + (5/17) \cdot 1)] = 14,84 \text{ м.}$$

$$b_{x_i} = 4 \cdot 14,84 \cdot [(7 \cdot 12 - 30) / (14 \cdot 12 - 30)] = 23,22 \text{ м. } b_{x_i} / 2 = 11,61 \text{ м.}$$

$$b_{x_2} = 4 \cdot 14,84 \cdot [(7 \cdot 12 - 6) / (14 \cdot 12 - 6)] = 28,58 \text{ м. } b_{x_2} / 2 = 14,29 \text{ м.}$$

$$D_2 \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м.}$$

$$D_2 = \sqrt{30^2 + 6^2} = 30,6 \leq 96 \text{ м.}$$

Схема спроектированной молниезащиты для непосредственной защиты оборудования ПС-110/6-6 кВ «Голубика» от прямых ударов молнии представлена на рисунке 4.

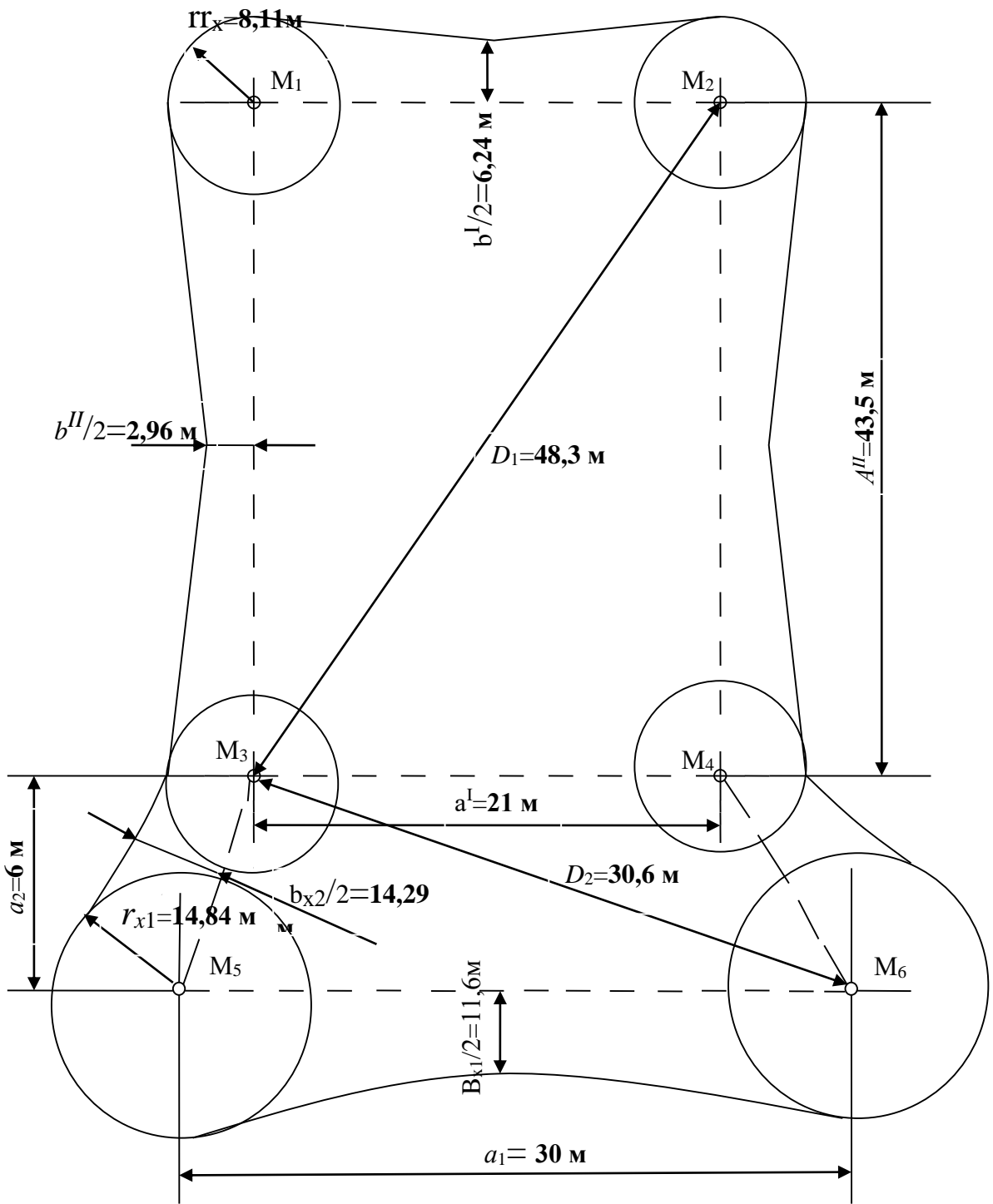


Рисунок 4 – Разработанная схема молниезащиты ПС-110/6-6 кВ «Голубика»

Выводы по разделу 3

В результате выполнения третьего раздела работы, детально описаны мероприятия по технике безопасности при выполнении работ на ПС-110/6-6 кВ «Голубика», а также мероприятия по охране окружающей среды на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Проведён детальный расчёт молниезащиты на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с целью её защиты от внешних атмосферных перенапряжений (прямых ударов молнии).

Для этой цели в работе выбраны шесть стержневых молниеотводов, обеспечивающие достаточный радиус защиты от прямых ударов молнии оборудования, установленного на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Заключение

В результате выполнения работы является проведена реконструкция трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым.

Осуществлено описание и приведена основная техническая характеристика подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика» до проведения реконструкции.

Детально рассмотрены требования нормативных документов, предъявляемые к системам электроснабжения и схемам трансформаторных подстанций энергосистемы.

Проведено обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Проведена реконструкция схемы ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с установкой второго силового трансформатора марки ТРДН-25000/110, мощность которого выбрана и проверена в работе на основе результатов расчёта электрических нагрузок.

Питание второго силового трансформатора осуществляется по радиальной схеме воздушной линией напряжением 110 кВ от шин 110 кВ ПС-330/110 кВ «Надым».

При этом питание от ПС-110/6-6 кВ «Багульник» на напряжении 6 кВ в реконструированной схеме исключается (указанная воздушная линия демонтируется).

Реконструированная схема ОРУ 110 кВ выполняется с наличием резервной перемычки, состоящая из разъединителей по схеме «4Н» с непосредственной заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели высокого напряжения.

В реконструированной схеме РУ 6 кВ ПС-110/6-6 кВ «Голубика» применяется «парное сквозное резервирование» секций сборных шин с раздельным режимом работы.

Такая схема позволяет в полной мере обеспечить надёжность и сквозное резервирование элементов системы электроснабжения.

Осуществлены выбор и проверка сечения проводников: для ВЛ-110 кВ выбран провод марки АС-120/19, для отходящих линий 6 кВ – силовые кабели марки АСБ-6(3х185).

Осуществлены выбор и проверка электрических аппаратов для их установки:

- в ОРУ 110 кВ – выключатели ВГТ-110/1000/УХЛ1, разъединители РНДЗ 1-110/1000ХЛ, трансформатор тока ТФЗМ – 110Б-1, ограничители перенапряжений ОПН-У/ТЕЛ-110/84-УХЛ1;
- в РУ 6 кВ – выключатели ВВ/ТЕЛ-10-20-У2-48, трансформатор тока марки ТПЛ-10, трансформатор напряжения НТМИ-10, ОПН внутренней установки ОПН-КР/ТЕЛ-10/12 УХЛ1.

На основании полученных результатов расчёта токов КЗ, осуществлена проверка кабельных линий 6 кВ и электрических аппаратов на термическую стойкость.

Выбраны блоки современные релейной защиты и автоматики для установки на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»), для автоматики – блоки марки БРЧН-100, для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Осуществлено технико – экономическое обоснование внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/6-6 кВ «Голубика» (срок окупаемости – 1,1 года).

Описаны мероприятия по технике безопасности при выполнении работ на ПС-110/6-6 кВ «Голубика», а также мероприятия по охране окружающей среды на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

Проведён детальный расчёт молниезащиты на ПС-110/6-6 кВ «Голубика» с целью её защиты от внешних атмосферных перенапряжений (прямых ударов молнии) с использованием шести стержневых молниеотводов, обеспечивающих достаточный радиус защиты от прямых ударов молнии оборудования, установленного на ПС-110/6-6 кВ «Голубика».

В результате выполнения работы реконструирована система электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/6-6 кВ «Голубика», находящейся в г.Надым, в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.
4. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.
5. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
6. Баранов Л.А., Захаров В.А. Светотехника и электротехнология Учебник. М.: Колос, 2018. 343 с.
7. Газалов В.С. Светотехника и электротехнология: Учебное пособие. Зеленоград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2016. 268 с.
8. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 343 с. Текст: непосредственный.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
10. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016 г. – 184 с.
11. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. – 224 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного

проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

13. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова. М.: «МЭИ», 2018. – 288 с.

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова . - М.: ИЦ Академия, 2016. - 448 с.– Текст : непосредственный.

15. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. – 464 с.

16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. – 328 с.

17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2018. – 312 с.

18. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 2016. – 576 с.

19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. – 480 с.

21. Cecchi, V.; Leger, A. St.; Miu, K.; Nwankpa, C. O. "Incorporating Temperature Variations Into Transmission-Line Models", Power Delivery, IEEE Transactions on, On page(s): 2189 - 2196 Volume: 26, Issue: 4, Oct. 2017.

22. Cecchi, V.; Knudson, M.; Miu, K. "System Impacts of Temperature-Dependent Transmission Line Models", Power Delivery, IEEE Transactions on, On page(s): 2300 - 2308 Volume: 28, Issue: 4, Oct. 2013.

23. Cigr'e Working Group 22.12, Thermal behaviour of overhead conductors, Cigr'e Brochure 207, August 2018.

24. Patel, M. et al., Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability, 2010

25. Wester, C. and Adamiak, M., Practical applications of Ethernet in substations and industrial facilities, Presented at Power Systems 2011 Conference, Clemson University, Clemson, SC, 2011, pp. 1–12.