

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 ОРУ-330 кВ ПС 330/110/10 кВ «Лужская»

Обучающийся

Б. Б. Кушкуев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

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

Тольятти 2023

Аннотация

В работе проведена реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима открытого распределительного устройства 330 кВ (далее – ОРУ 330 кВ) на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», осуществлённая путём ввода дополнительных присоединений 330 кВ, приводящая к расширению ОРУ 330 кВ данного объекта.

Для достижения поставленной цели, в работе решены следующие задачи:

- описан объект реконструкции, проведён анализ схемы первичных соединений ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- разработаны рекомендации по проведению реконструкции ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- для обоснования рекомендаций по реконструкции ОРУ 330 кВ подстанции, проведено технико-экономическое сравнение вариантов схем, а также анализ нагрузки, с проверкой основного оборудования подстанции на перегрузочную способность;
- рассчитаны токи короткого замыкания на ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- выбраны новые электрические аппараты и проводники в ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» после реконструкции;
- выбраны основные устройства релейной защиты и автоматики для применения на ОРУ 330 кВ объекта, рассчитаны, выбраны и проверены уставки релейной защиты и автоматики основного оборудования, автотрансформаторов и системных линий в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции главной электрической схемы нормального режима открытого распределительного устройства напряжением 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Анализ исходных данных на выполнение работы..... | 7 |
| 1.1 Исходная характеристика ПС-330/110/10 кВ «Лужская»..... | 7 |
| 1.2 Обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ подстанции..... | 13 |
| 2 Внедрение мероприятий по реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ..... | 19 |
| 2.1 Выбор и проверка основного оборудования схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции | 19 |
| 2.2 Техничко-экономическое обоснование реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ..... | 26 |
| 2.3 Расчёт токов короткого замыкания..... | 31 |
| 2.4 Выбор и расчёт токоведущих частей ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ | 41 |
| 2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ | 46 |
| 3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ | 52 |
| Заключение | 59 |
| Список используемых источников..... | 62 |

Введение

Учебное проектирование является упрощенной моделью инженерно-технического проектирования объектов.

Отличаясь от реального проектирования своей простотой, учебное проектирование в то же время включает большинство основных этапов:

- подготовку исходной информации;
- разработку и уточнение схемы подстанции, присоединения её к системе;
- разработку конструкций РУ;
- расчёт токов КЗ;
- выбор и проверка основного оборудования;
- рекомендации по выполнению измерительных цепей;
- технико-экономический расчёт;
- разработка и расчёт релейной защиты и автоматики.

Реальный технический проект намного обширнее и дополнительно охватывает такие немаловажные секторы как:

- проектирование электроустановки собственных нужд;
- разработка сети заземления и молниезащиты;
- проектирование вспомогательных устройств и сооружений: масляного, воздушного и водородного хозяйств;
- указания к эксплуатации, управлению и контролю;

Несмотря на то, что учебный проект не соответствует реальному (поскольку реальный проект имеет гораздо больший объем), учебное проектирование является эффективным средством к общему ознакомлению с оборудованием подстанций (станций), схемами выполнения РУ ВН и НН и основами проектирования объектов энергетики.

Очевидно, что основными составляющими современных понижающих трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов и распределительных устройств. Именно благодаря их

слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности). Фактически, такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения. Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, всей энергосистемы в целом.

Основной целью данной работы является реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима открытого распределительного устройства 330 кВ (далее – ОРУ 330 кВ) на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», осуществлённая путём ввода дополнительных присоединений 330 кВ, приводящая к расширению ОРУ 330 кВ данного объекта.

В связи с этим, определено, что объектом исследования в работе является схема главных электрических соединений нормального режима ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», а также непосредственно данная подстанция в целом.

Таким образом, с учётом основной цели работы, а также объекта исследования, исходя из задания на работу, установлено, что предметом исследования в работе являются проводники и электрические аппараты, а также устройства вторичных цепей (релейная защита и автоматика) распределительного устройства 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская». При этом также дополнительным предметом исследования в работе является основное оборудование всей подстанции, которое проверяется по условиям допустимой аварийной перегрузки в связи с реконструкцией ОРУ 330 кВ на объекте.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции

схем главных электрических соединений нормального режима понизительных подстанций и электростанций, с целью обеспечения бесперебойного, надёжного и качественного электроснабжения потребителей, а также надёжных условий транзита мощности и расширения распределительных устройств подстанций всех типов с модернизацией оборудования [1,5].

Для достижения поставленной цели, в работе необходимо решить следующие основные задачи:

- описать объект реконструкции, проведён анализ схемы первичных соединений ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- разработать рекомендации по проведению реконструкции ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- провести технико-экономическое сравнение вариантов схем, а также анализ нагрузки, с проверкой основного оборудования подстанции на перегрузочную способность;
- выбрать новые электрические аппараты и проводники в ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» после её реконструкции;
- выбрать основные устройства релейной защиты и автоматики для применения на ОРУ 330 кВ объекта, рассчитать, выбрать и проверить уставки релейной защиты и автоматики основного оборудования, автотрансформаторов и системных линий в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции главной электрической схемы нормального режима ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

1 Анализ исходных данных на выполнение работы

1.1 Исходная характеристика ПС-330/110/10 кВ «Лужская»

Приводится исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Рассматриваемая в работе ПС-330/110/10 кВ «Лужская» является одной из питающих подстанций РАО «ЕЭС России», подразделения ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивая электроснабжение промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

ПС «Лужская» имеет исключительную важность в районе, так как на подстанции имеются ячейки, отвечающие за распределение энергии между важнейшими промышленными потребителями, входящие в состав промышленного узла.

Данная подстанция ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» была введена в работу в 1984 году и с тех пор неоднократно расширялась и модернизировалась.

По месту расположения в энергосистеме, ПС-330/110/10 кВ «Лужская» является узловой подстанцией регионального значения, получающей питание от двух независимых источников электроэнергии, так как от неё питаются потребители 1 и 2 категорий надёжности, следовательно, на данном объекте в силу приведённых обстоятельств требуется обеспечить надёжность схемных решений [7].

Конструктивный тип подстанции: открытый. Вид обслуживания: постоянный дежурный персонал.

Район климатических условий (Ленинградская область): по ветру – 45м/с, по гололеду – 30 мм. Связь на подстанции – высокочастотная проводная, а также спутниковая и телефонная.

Расположение рассматриваемой в работе ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» на плане местности, представлено на рисунке 1.

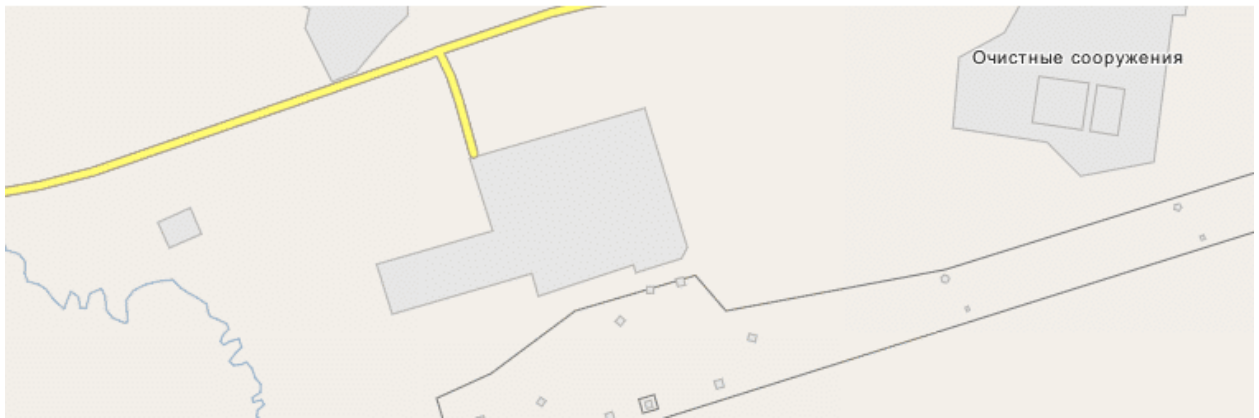


Рисунок 1 – Расположение ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» на плане местности Ленинградской области

Рассматриваемая в работе ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» является первой питающей подстанцией, получающей питание от Киришской ГРЭС на напряжении 330 кВ.

Согласно исходной схеме, питание ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется от двух независимых источников питания напряжением 330 кВ и 110 кВ Киришской ГРЭС:

- ввод 1 – от ОРУ-330 кВ блочного повышающего трансформатора Т1 марки ТДЦ-400000/330 Киришской ГРЭС ВЛ-330 кВ с проводом марки АС-700/86 – основное питание;
- ввод 2 – от ОРУ-110 кВ блочного повышающего трансформатора Т2 марки ТДЦ-400000/110 Киришской ГРЭС ВЛ-110 кВ с проводом марки АС-700/86 – резервное питание.

Связь между ОРУ-330 кВ и ОРУ-110 кВ осуществляется с помощью двух силовых автотрансформаторов связи марки АДЦТН-200000/330/110, который также «покрывает» собственные нужды подстанции (система собственных нужд получает питание от ответвления 10 кВ автотрансформаторов связи).

От ОРУ 330 кВ отходят две транзитные линии, необходимые для резервирования питания путём осуществления транзита мощности, в электрической сети Ленинградского района.

От ОРУ 110 кВ также отходят две линии, которые питают далее сеть распределительных подстанций 110/35/6(10) кВ Ленинградской области.

Таким образом, подстанция ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС», является с одной стороны, источником питания потребителей, а с другой – источником резерва мощности в энергосистеме.

В исходной схеме ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС», число присоединений к шинам 330 кВ равно 5:

- трансформатор блока;
- два автотрансформатора связи с РУ 110 кВ;
- две транзитные ВЛЭП 330 кВ.

Число присоединений к шинам в ОРУ 110 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» также равно 5:

- трансформатор блока;
- два автотрансформатора связи с РУ 330 кВ;
- две ВЛЭП 110 кВ.

Исходная структурная схема подстанции ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ, показана на рисунке 2.

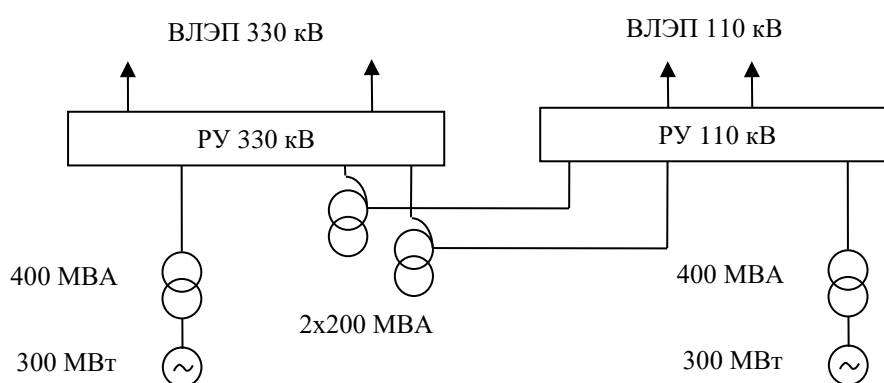


Рисунок 2 – Исходная структурная схема ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ

Установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» применяется «полуплоторная» схема

(рисунок 3). Такая схема надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов. Одновременно две подсекции «полуторной схемы» могут быть выведены в ремонт без потери работоспособности всей схемы и без отключения потребителей. Таким образом, будет сохранена надёжность и работоспособность схемы и потребители смогут получить нужное количество электроэнергии. Такая схема используется при транзите мощности, позволяя контролировать и распределять электроэнергию по требуемым направлениям.

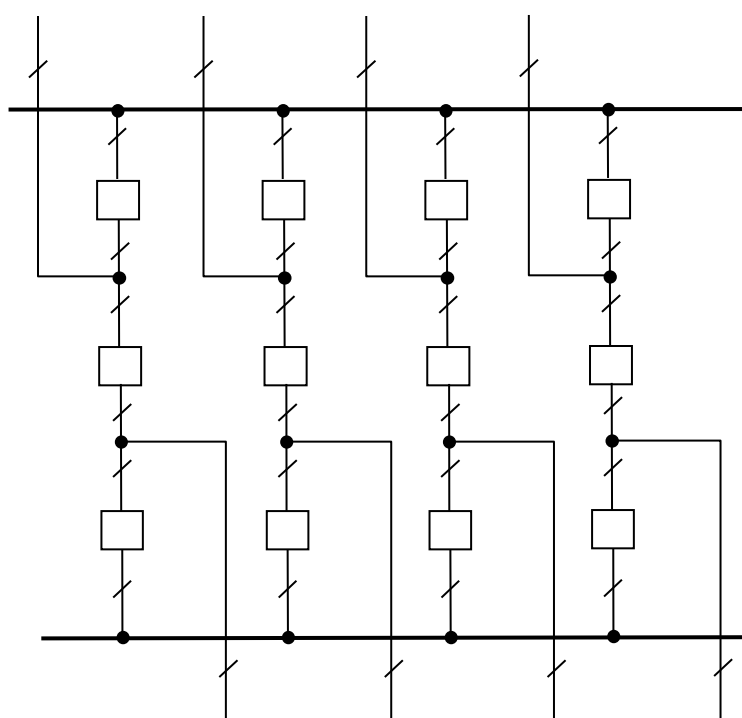


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС»

Установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима ОРУ 110 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» применяется схема «Две рабочих системы сборных шин, секционируемых выключателем, с применением обходной системы сборных шин» (рисунок 4). Такая схема надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов. Обходная система сборных шин в ОРУ 110 кВ применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения

потребителей. Известно, что данная схема ОРУ 110 кВ обеспечивает бесперебойное питание потребителей при выводе в ремонт оборудования одновременно с двух секций сборных шин 110 кВ, либо при аварийном режиме на двух секциях сборных шин 110 кВ одновременно. Таким образом, будет сохранена надёжность и работоспособность схемы и потребители смогут получить нужное количество электроэнергии.

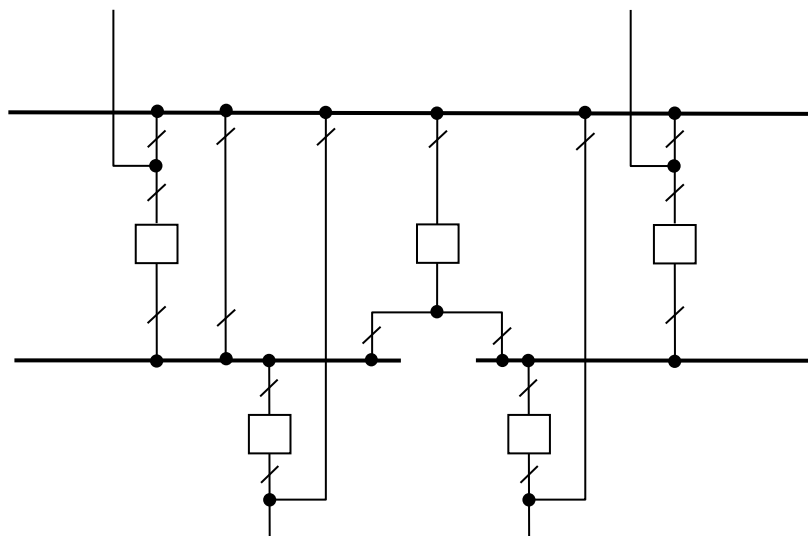


Рисунок 4 – Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС»

Для РУ 10 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» применяется схема «две секционированные системы шин» (рисунок 5).

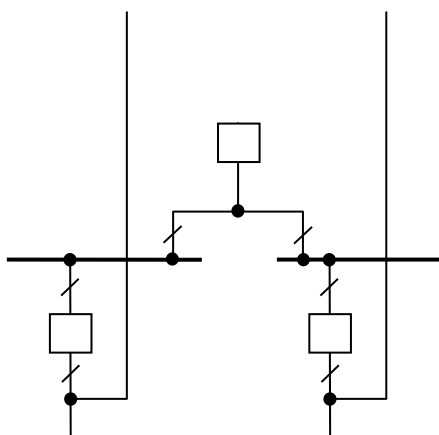


Рисунок 5 – Схема электрических соединений РУ 10 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС»

РУ 10 кВ применяется на подстанции для питания потребителей собственных нужд от автотрансформатора связи.

Во всех схемах электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» рассматриваемой в работе ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечен необходимый и достаточный уровень резервирования внешней системы электроснабжения, достаточный для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности согласно требованиям [10].

В исходной схеме электрических соединений на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», включая рассматриваемое ОРУ 330 кВ, установлено основное силовое оборудование, которое показано на графическом листе 1.

Так как ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» является объектом реконструкции в работе, следовательно, всё оборудование необходимо рассмотреть детально.

В ОРУ 330 кВ подстанции находится такое основное оборудование:

- разъединители РНДЗ-1-330/3200У1 и РНДЗ-2-330/3200У1 (введены в эксплуатацию в 1984 году);
- воздушные выключатели ВНВ-330А-40/3150У1 (введены в эксплуатацию в 1984 году);
- трансформаторы тока ТФЗМ-330Б-100/5 У3 (введены в эксплуатацию в 2004 году);
- трансформаторы напряжения НКФ-330-83У1 (введены в эксплуатацию в 2004 году).

Таким образом, установлено, что воздушные выключатели и разъединители, установленные в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», на сегодняшний день являются устаревшими аппаратами, выработали свой технический ресурс. Поэтому они ненадёжны и требуют замены на современные модификации современного оборудования, которые необходимо выбрать и обосновать в работе далее.

Все элементы подстанции показаны на графическом листе 1.

1.2 Обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ подстанции

Обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ проводится на основе требований к схемам трансформаторных подстанций.

Для разработки качественного проекта реконструкции схемы электрических соединений ОРУ 330 кВ с учётом модернизации оборудования распределительных устройств ПС-330/110/10 кВ «Лужская», необходимо провести аналитический обзор основных требований, предъявляемых к трансформаторным подстанциям систем электроснабжения нормативными положениями документов и законов.

Трансформаторные подстанции являются связующим звеном в трансформации электроэнергии при передаче её потребителям. Они состоят из трёх основных компонент, в каждой из которых должны соблюдаться условия надёжности и экономичности при передаче электроэнергии потребителям. Понижительные подстанции являются важнейшим звеном при передаче и распределении электроэнергии при использовании «классической схемы» распределения электроэнергии в энергосистеме. Они являются связующим звеном при передаче электроэнергии между источником её производства и потребителями.

Известно, что основные нормы и требования, которые предъявляются к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций энергосистем, заключаются в неукоснительном соблюдении следующих требований [3,7,11]:

- условия надёжности и бесперебойности питания потребителей соответствующих категорий;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего оборудования подстанций;
- применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ

- от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
- применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
 - применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
 - обеспечения коммутационной способности оборудования распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах ПС);
 - автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
 - применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, электроснабжением подстанций.

Далее кратко приводится основная характеристика наиболее важных требований нормативных документов к трансформаторным подстанциям энергосистемы, перечисленных выше.

Известно, что питание потребителей подстанций, а также и их самих, от энергосистемы, осуществляется в зависимости от категории надёжности объекта (потребителя) по классификации [11].

При этом принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности, иллюстрируется в виде требуемых схем, представленных в нормативно-справочной литературе [6].

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания.

Для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника.

При этом особая группа первой категории предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания.

При этом также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7].

Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования согласно [10].

Известно, что в системах электроснабжения распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы должна быть обеспечена надёжные условия для коммутации и защиты как отдельных звеньев цепи, так и всем объекте в целом [4]. Для этой цели используют как отключающую коммутационную аппаратуру, так и отдельные устройства релейной защиты и автоматики, выполняющие роль сигнализатора повреждений [4]. Поэтому все электрические аппараты распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы должны быть выбраны по расчётной нагрузке с учётом резервирования и проверены по максимальным токам короткого замыкания на предмет электромеханической совместимости и прочности в аварийных режимах [5]. Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы

рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности. Например, по критериям электробезопасности прокладка воздушных линий электропередачи с использованием неизолированных проводов в настоящее время в системах электроснабжения населённых пунктов, полностью запрещена. В таких случаях используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные разработки проводникового материала). Также в закрытых РУ в последнее время применяется изолированная ошиновка.

Все приведённые требования должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по реконструкции объекта в работе далее.

Таким образом, в результате проведения анализа, установлено, что исходная схема нормального режима ОРУ 330 кВ и все остальные схемы РУ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» полностью соответствуют требованиям и нормам для питания потребителей 1 и 2 категории надёжности [7].

Однако, в связи с реконструкцией источника питания на Киришской ГРЭС, которая включает установку двух новых энергоблоков «генератор – повышающий трансформатор» и подключения их к ОРУ 330 кВ для увеличения мощности, требуется расширение ОРУ 330 кВ, предусматривающее установку также новых ячеек с блоками «разъединитель – выключатель» без замены типа схемы электрических соединений.

При этом также в схеме главных электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская» будут следующие изменения:

- отключается энергоблок «генератор – повышающий трансформатор», питающий ОРУ 110 кВ (в исходной схеме он являлся источником резервного питания);
- автотрансформаторы связи марки АТДЦТН-200000/330/110, в новой схеме электрических соединений подстанции, фактически, будут использованы исключительно как понижающие силовые автотрансформаторы, так как резервное питание к ОРУ 110 кВ (блок «генератор – трансформатор»), будет демонтировано.

Также в ОРУ 330 кВ необходимо провести замену устаревших воздушных выключателей и разъединителей на инновационные новейшие установки и модификации оборудования.

Это позволит значительно повысить показатели надёжности и бесперебойности электроснабжения потребителей.

Выводы по разделу.

В работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская», с анализом технических данных основных составляющих структурной схемы подстанции.

Осуществлено обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ на основе требований к схемам трансформаторных подстанций. Показано, что неукоснительное выполнение основных требований и аспектов, предъявляемые основными нормативными документами к схемам и основному оборудованию трансформаторных подстанций и энергосистем, приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий требуемой реконструкции схемы электрических соединений ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», с учётом модернизации некоторого устаревшего оборудования электрической части объекта проектирования.

В результате проведения анализа технической информации, с учётом требований нормативных документов, предъявляемых к схемам объектов энергетики, установлено, что схема первичных соединений ОРУ 330 кВ подстанции нуждается в реконструкции, так как в связи с реконструкцией источника питания на Киришской ГРЭС, которая включает установку двух новых энергоблоков «генератор – повышающий трансформатор» и подключения их к ОРУ 330 кВ для увеличения мощности, требуется расширение ОРУ 330 кВ, предусматривающее установку также новых ячеек с блоками «разъединитель – выключатель» без замены типа схемы электрических соединений.

При этом также в схеме главных электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская» будут следующие изменения:

- отключается энергоблок «генератор – повышающий трансформатор», питающий ОРУ 110 кВ (в исходной схеме он являлся источником резервного питания);
- автотрансформаторы связи марки АДЦТН-200000/330/110, в новой схеме электрических соединений подстанции, фактически, будут использованы исключительно как понижающие силовые автотрансформаторы, так как резервное питание к ОРУ 110 кВ (блок «генератор – трансформатор»), будет демонтировано.

Также в ОРУ 330 кВ необходимо провести замену устаревших воздушных выключателей и разъединителей на инновационные новейшие установки и модификации оборудования, что обеспечит необходимый уровень надёжности и бесперебойности при питании потребителей.

Указанные рекомендации по реконструкции схемы ОРУ 330 кВ и модернизации оборудования проверяются в работе далее расчётно-аналитическим способом.

2 Внедрение мероприятий по реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ

2.1 Выбор и проверка основного оборудования схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции

Ранее в работе было установлено, что что схема первичных соединений ОРУ 330 кВ подстанции нуждается в реконструкции, так как в связи с реконструкцией источника питания на Киришской ГРЭС, которая включает установку двух новых энергоблоков «генератор – повышающий трансформатор» и подключения их к ОРУ 330 кВ для увеличения мощности, требуется расширение ОРУ 330 кВ, предусматривающее установку также новых ячеек с блоками «разъединитель – выключатель» без замены типа схемы электрических соединений.

В работе проводится сравнение схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции с выбором и проверкой основного оборудования.

При выборе схемы ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ, заданной для проектирования, было рассмотрено множество вариантов с различным числом блоков, различной единичной мощностью генераторов и трансформаторов, различными конструкциями РУ, разными связями РУ 330 и 110 кВ.

Наиболее рациональные структурные схемы, выбранные для технико-экономического расчёта, представлены на рисунке 6.

Они иллюстрируют схему до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ (рисунок 6, а) и схему после проведения реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ (рисунок 6, б).

Мощности генераторов (таблица 1) подобраны таким образом, чтобы обеспечить в сумме заданную мощность на питающей Киришской ГРЭС – 600 МВт.

Окончательно рациональная схема ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ выбирается после определения числа присоединений к шинам.

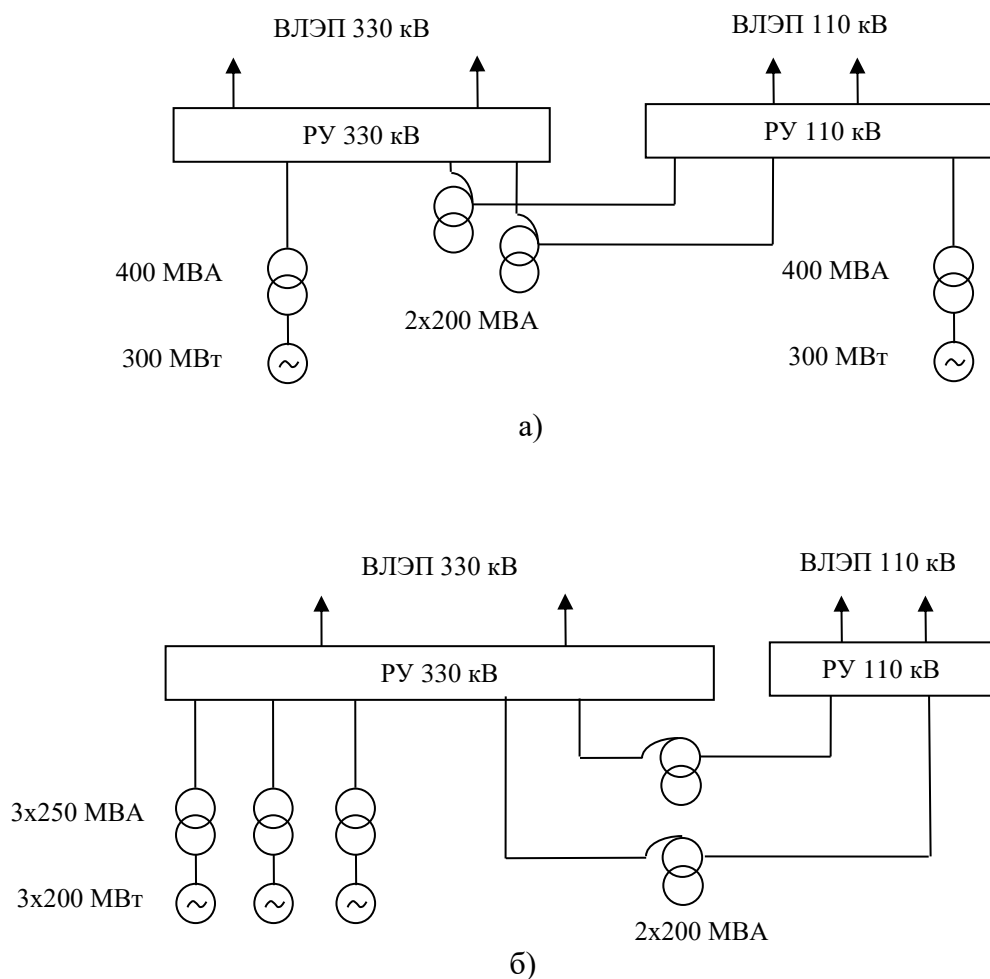


Рисунок 6 – Варианты структурных схем ПС-330/110/10 кВ «Лужская»: а – до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ; б – после проведения реконструкции ОРУ 330 кВ

Далее в работе рассматривается каждый вариант схемы отдельно.

Рассматривается вариант схемы до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ (рисунок 6, а).

Мощность трансформаторов блоков на Киришской ГРЭС выбирается по мощности генераторов с учётом отбора энергии на СН генераторов:

$$S_{mp} = \frac{P_2 - P_{сн}}{\cos \varphi_2}, \text{ MVA.} \quad (1)$$

где $P_g, P_{сн}$ – соответственно, мощность генераторов и трансформаторов собственных нужд Киришской ГРЭС, питающей ПС-330/110/10 кВ «Лужская» [14].

Согласно (1):

$$S_{mp} = \frac{300 - 0,1 \cdot 300}{0,85} = 317,6 \text{ МВА.}$$

Выбираются трансформаторы марки ТДЦ-400000/330 и ТДЦ-400000/110.

Мощность одного автотрансформатора связи РУ различных напряжений выбирается по мощности одного блока за вычетом нагрузки СН и потребителей, работающих в режиме минимальных нагрузок (с учётом перегрузки автотрансформатора):

$$S_{mp.св} = \frac{P_g - P_{н.мин} - P_{сн}}{1,4 \cdot \cos \phi_n}, \text{ МВА.} \quad (2)$$

Согласно (2):

$$S_{mp.св} = \frac{300 - 0,8 \cdot 160 - 30}{1,4 \cdot 0,8} = 126,8 \text{ МВА.}$$

Кроме этого, расчётного условия автотрансформаторы связи должны обеспечивать питание потребителей 110 кВ от системы 330 кВ в случае выхода одного блока из строя, поэтому:

$$S_{mp.св} = \frac{P_{н.макс}}{1,4 \cdot \cos \phi_n}, \text{ МВА.} \quad (3)$$

Согласно (3):

$$S_{mp.cb} = \frac{160}{1,4 \cdot 0,8} = 142,9 \text{ MVA.}$$

Выбирается трансформаторы связи между ОРУ 330 кВ и ОРУ 110 кВ, марки АТДЦТН-200000/330/110.

Мощность трансформаторов СН генераторов питающих блоков на Киришской ГРЭС:

$$S_{mp.ch} = \frac{P_{ch}}{\cos \varphi_2}, \text{ MVA.} \quad (4)$$

Согласно (4):

$$S_{mp.ch} = \frac{0,1 \cdot 300}{0,85} = 35,3 \text{ MVA.}$$

Выбираются трансформаторы ТРДНС-40000/35.

Число пускорезервных трансформаторов СН на блочных станциях должно быть: один – при двух блоках, два – при числе энергоблоков от трёх до шести.

РТСН присоединяются к РУ ВН, связанного с резервным источником питания (в нашем случае РУ 330 кВ).

Мощность каждого РТСН на блочных электростанциях без генераторных выключателей должна обеспечивать замену рабочего трансформатора одного энергоблока и одновременный пуск или аварийный останов второго энергоблока. В данной схеме неразумно использовать дополнительные РТСН, поскольку используется обмотка НН автотрансформаторов связи, образуя, таким образом, РУ СН (РУ 10 кВ).

Мощность РУ СН:

$$S_{np\ сн} = \frac{\Sigma P_{сн}}{\cos \varphi_2} \text{ МВА.} \quad (5)$$

Согласно (5):

$$S_{np\ сн} = \frac{2 \cdot 0,1 \cdot 300}{0,85} = 70,6 \text{ МВА.}$$

Мощность обмоток НН (типовая мощность) выбранных автотрансформаторов связи 80 МВА, вполне достаточна для покрытия ПР СН подстанции.

Число присоединений к шинам 330 кВ равно 5:

- трансформатор блока;
- два автотрансформатора связи с РУ 110 кВ;
- две ВЛЭП 330 кВ.

Число присоединений к шинам 110 кВ равно 5:

- трансформатор блока;
- два автотрансформатора связи с РУ 330 кВ;
- две ВЛЭП 110 кВ.

Для ОРУ 330 кВ выбирается «полуторная схема» (рисунок 3). Для ОРУ 110 кВ выбирается схема «две несекционированные системы шин с обходной» (рисунок 4). В схеме РУ СН (10 кВ) применяется схема, представленная на рисунке 5. Таким образом, выбрано основное оборудование и обоснованы схемы электрических соединений ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» до проведения реконструкции.

Рассматривается вариант схемы после проведения реконструкции ОРУ 330 кВ (рисунок 6, б).

Для расчёта используются формулы (1) – (5).

Мощность трансформаторов блоков выбирается по мощности генераторов с учётом отбора энергии на СН генераторов.

Согласно (1):

$$S_{mp} = \frac{200 - 0,1 \cdot 200}{0,85} = 211,8 \text{ МВА.}$$

Выбирается трансформаторы ТДЦ-250000/330 (НН 10,5 кВ).

Мощность одного автотрансформатора связи РУ различных напряжений выбирается по максимальной мощности нагрузки 110 кВ (с учётом перегрузки трансформатора). Согласно (2):

$$S_{mp.св} = \frac{160}{1,4 \cdot 0,8} = 142,9 \text{ МВА.}$$

Выбираются трансформаторы АДЦТН-200000/330/110.

Мощность трансформаторов СН генераторов блоков согласно (3):

$$S_{mp.сн} = \frac{0,1 \cdot 200}{0,85} = 23,5 \text{ МВА.}$$

Выбирается трансформаторы ТРДНС-25000/35 (ВН 15,75 кВ; НН 10,5-10,5 кВ). Мощность ПР СН по (4):

$$S_{mp \text{ сн}} = \frac{2 \cdot 0,1 \cdot 200}{0,85} = 47,1 \text{ МВА.}$$

Число присоединений к шинам 330 кВ в ОРУ 330 кВ равно 7:

- три трансформатора блока;
- два автотрансформатора связи с РУ 110 кВ;

– две ВЛЭП 330 кВ.

Поэтому выбирается схема ОРУ 330 кВ – полуторная схема (рисунок 3). ОРУ 110 кВ имеет 4 присоединения: два автотрансформатора связи и две линии 110 кВ, поэтому применяется схема «Одна секционированная система шин с обходной с совмещённым секционным и обходным выключателями» (рисунок 4). Параметры и характеристики выбранного оборудования схем ОРУ 330 кВ до и после проведения реконструкции данного объекта на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Технические данные генераторов на питающей Киришской ГРЭС

| Тип турбогенератора | Частота вращения, об/мин | Номинальная мощность, МВА | $\cos\varphi$ | $I, \text{кА}$ | $U, \text{В}$ | $X_d'', \text{отн. ед.}$ | $\eta, \%$ |
|---------------------|--------------------------|---------------------------|---------------|----------------|---------------|--------------------------|------------|
| ТГВ-300 | 3000 | 353 | 0,85 | 10,2 | 20 | 0,195 | 98,8 |
| ТВВ-200-2 | 3000 | 235 | 0,85 | 8,625 | 15,75 | 0,191 | 98,6 |

Таблица 2 – Технические данные силовых трансформаторов схемы ПС-330/110/10 кВ «Лужская»

| Тип трансформатора | Номинальное напряжение, кВ | | | Потери, кВт | | | | Напряжение КЗ, % | | | Ток холостого хода, % |
|-----------------------|----------------------------|-----|-----------|----------------|---------------------|-------|-------|------------------|-------|-------|-----------------------|
| | ВН | СН | НН | холостого хода | короткого замыкания | | | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | |
| | | | | | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | | | |
| ТРДНС-25000/35 | 18 | - | 10,5-10,5 | 25 | - | 150 | - | - | 10,5 | - | 0,65 |
| ТРДНС-40000/35 | 20 | - | 10,5-10,5 | 36 | - | 170 | - | - | 12,7 | - | 0,5 |
| ТДЦ-400000/110 | 121 | - | 10,5 | 320 | - | 900 | - | - | 10,5 | - | 0,45 |
| ТДЦ-400000/330 | 347 | - | 10,5 | 300 | - | 790 | - | - | 11,5 | - | 0,45 |
| ТДЦ-250000/330 | 347 | - | 10,5 | 214 | - | 605 | - | - | 11 | - | 0,5 |
| АТДЦТН-200000/330/110 | 330 | 115 | 10,5 | 155 | 560 | 300 | 210 | 10,5 | 38 | 25 | 0,45 |

Технические параметры основного оборудования схем ПС-330/110/10 кВ «Лужская» используются в работе далее.

2.2 Техничко-экономическое обоснование реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ

Проводится технико – экономическое обоснование схем ОРУ 330 кВ до и после проведения реконструкции данного объекта на ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Для этого необходимо предварительно определиться со стоимостью ячеек всех РУ и основного оборудования (стоимость выбранных генераторов и трансформаторов).

Для технико-экономического расчета в ходе данного учебного проектирования, задаются укрупненными значениями стоимости для каждого из основных элементов схемы (таблица 3).

Результаты расчета капиталовложений по каждому из вариантов схемы сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Капиталовложения по двум вариантам схем ОРУ 330 кВ до и после проведения реконструкции данного объекта на ПС-330/110/10 кВ «Лужская»

| Оборудование | Стоимость единицы, тыс. руб. | Варианты | | | |
|---------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | Первый (до реконструкции) | | Второй (после реконструкции) | |
| | | кол-во ед., шт. | общ. стоимость, тыс. руб. | кол-во ед., шт. | общ. стоимость, тыс. руб. |
| ТГВ-300 | 8950 | 2 | 17900 | 0 | 0 |
| ТВВ-200-2 | 6200 | 0 | 0 | 3 | 18600 |
| ТРДНС-25000/35 | 760 | 0 | 0 | 3 | 2280 |
| ТРДНС-40000/35 | 1200 | 2 | 2400 | 0 | 0 |
| ТДЦ-400000/110 | 3700 | 1 | 3700 | 0 | 0 |
| ТДЦ-400000/330 | 4600 | 1 | 4600 | 0 | 0 |
| ТДЦ-250000/330 | 3300 | 0 | 0 | 3 | 9900 |
| АТДЦТН-200000/330/110 | 3400 | 2 | 6800 | 2 | 6800 |
| Ячейка ОРУ 330 кВ | 1550 | 9 | 13950 | 12 | 18600 |
| Ячейка ОРУ 110 кВ | 640 | 7 | 4480 | 5 | 3200 |
| Суммарные капиталовложения, тыс. руб. | | 53830 | | 59380 | |

Формула приведенных годовых затрат:

$$Z_i = (E_n + p_a + p_э) \cdot K_i + \beta \cdot \Delta W_i, \quad (6)$$

где $p_a, p_э$ – коэффициенты отчислений на амортизацию и эксплуатацию;

E_n – коэффициент нормативной эффективности ($E_n=0,12$);

β – стоимость электроэнергии, руб.

Для того чтобы воспользоваться формулой приведенных затрат необходимо рассчитать потери в трансформаторах и автотрансформаторах.

На стадии проектирования подстанции, когда еще не известен график нагрузок, расчет потерь энергии ведут приближенно по формулам (для трансформаторов и автотрансформаторов соответственно):

$$\Delta W_{ном} = P_x \cdot (8760 - T_p) + P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \Delta W = & P_x \cdot (8760 - T_p) + P_{\kappa.B} \cdot \left(\frac{S_{B.макс}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + \\ & + P_{\kappa.C} \cdot \left(\frac{S_{C.макс}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + P_{\kappa.H} \cdot \left(\frac{S_{H.макс}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \end{aligned} \quad (8)$$

Основные потери энергии будут в трансформаторах блоков.

Принимается $T_p=200$ часов, $T_{max}=6000$ часов и, соответственно, $\tau=3700$ часов, $\beta=1,5$ руб. за кВт·ч.

Рассчитываются потери в каждом из основных трансформаторов.

Стоимость потерь энергии в ТСН вследствие их малости в ТЭР не учитываем.

Рассматривается вариант схемы до проведения реконструкции ОРУ 330 кВ.

Потери в трансформаторе блока (ТДЦ-400000/110):

$$\Delta W = 320 \cdot (8760 - 200) + 900 \cdot \left(\frac{317,6}{400} \right)^2 \cdot 3700 = 4,84 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Потери в трансформаторе блока (ТДЦ-400000/330):

$$\Delta W = 300 \cdot (8760 - 200) + 790 \cdot \left(\frac{317,6}{400} \right)^2 \cdot 3700 = 4,41 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Потери в автотрансформаторах связи (АТДЦТН-200000/330/110):

$$P_{к.В} = 0,5 \cdot \left(P_{к.В-С} + \frac{P_{к.В-Н}}{k_{\text{выг}}^2} - \frac{P_{к.С-Н}}{k_{\text{выг}}^2} \right) = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{300}{0,4^2} - \frac{210}{0,4^2} \right) = 561,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{к.С} = 0,5 \cdot \left(P_{к.В-С} + \frac{P_{к.С-Н}}{k_{\text{выг}}^2} - \frac{P_{к.В-Н}}{k_{\text{выг}}^2} \right) = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{210}{0,4^2} - \frac{300}{0,4^2} \right) \approx 0$$

$$P_{к.Н} = 0,5 \cdot \left(-P_{к.В-С} + \frac{P_{к.С-Н}}{k_{\text{выг}}^2} + \frac{P_{к.В-Н}}{k_{\text{выг}}^2} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot \left(-560 + \frac{210}{0,4^2} + \frac{300}{0,4^2} \right) = 1313,75 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W = 155 \cdot (8760 - 200) + 561,25 \cdot \left(\frac{70}{0,85 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3700 + 0 +$$

$$+ 1313,75 \cdot \left(\frac{70}{0,85 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3700 = 2,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Рассматривается вариант схемы после проведения реконструкции ОРУ 330 кВ.

Потери электроэнергии в трансформаторах блоков (ТДЦ-250000/330):

$$\Delta W = 214 \cdot (8760 - 200) + 605 \cdot \left(\frac{211,8}{250} \right)^2 \cdot 3700 = 2,44 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Потери электроэнергии в автотрансформаторах связи (АТДЦТН-200000/330/110):

$$\Delta W = 155 \cdot (8760 - 200) + 561,25 \cdot \left(\frac{80}{0,85 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3700 + 0 + \\ + 1313,75 \cdot \left(\frac{80}{0,85 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3700 = 2,86 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Рассчитываются и сравниваются приведенные годовые затраты по двум вариантам схемы.

Для первого варианта:

$$Z_1 = (0,12 + 0,064 + 0,02) \cdot 53830 + 1,5 \cdot 10^{-5} \times \\ \times (4,41 \cdot 10^6 + 4,84 \cdot 10^6 + 2 \cdot 2,5 \cdot 10^6) = 13110,9 \text{ тыс. руб.}$$

Для второго варианта:

$$Z_2 = (0,12 + 0,064 + 0,02) \cdot 59380 + 1,5 \cdot 10^{-5} \times \\ \times (3 \cdot 2,44 \cdot 10^6 + 2 \cdot 2,86 \cdot 10^6) = 14060,9 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты по двум вариантам различаются примерно на 6%-10%, поэтому после ТЭР и только на его основаниях выбирать окончательный вариант не следует.

На рисунке 7 приведена схема электрической части ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ, полученная в результате проведения реконструкции, обоснованная и принятая для дальнейшего расчёта.

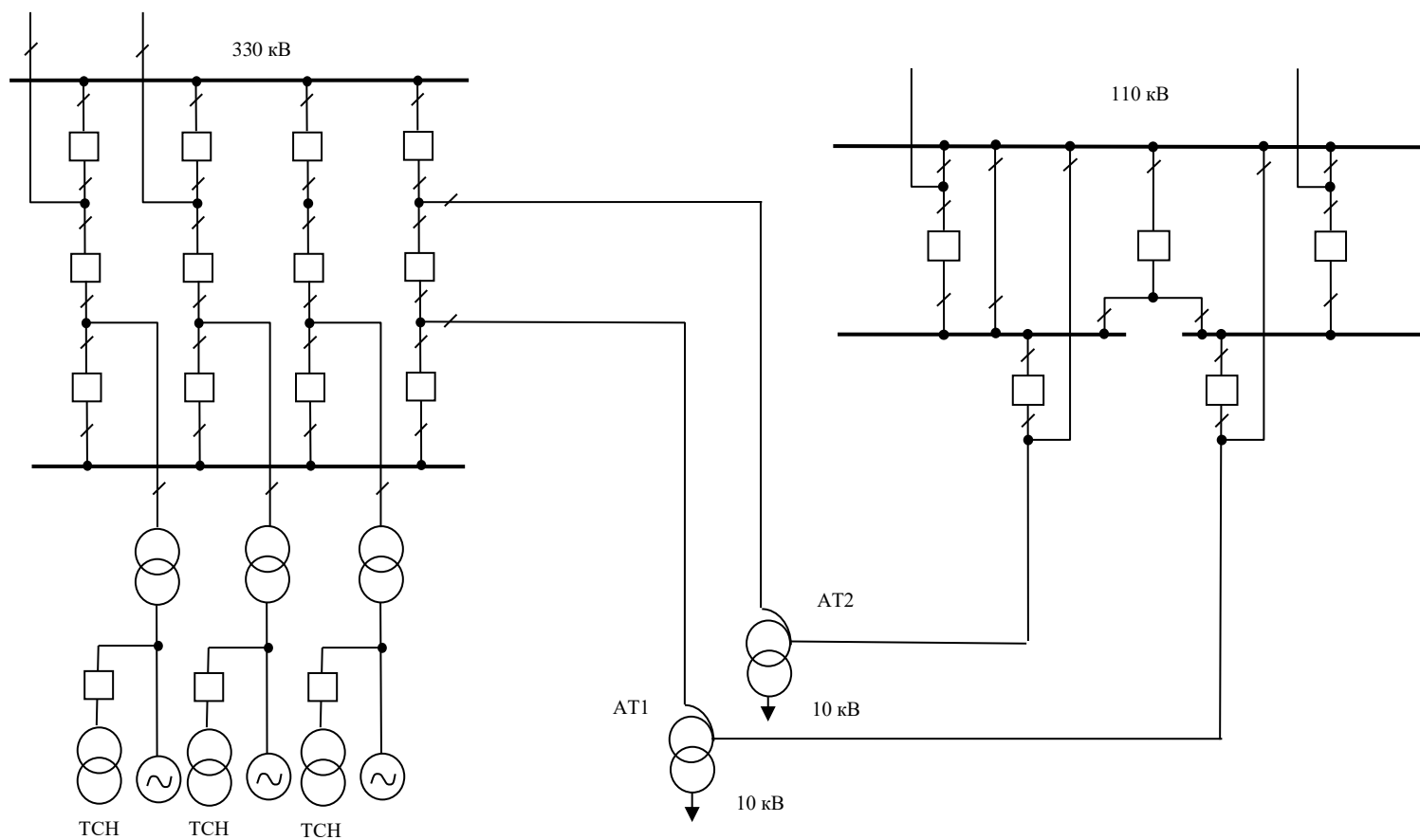


Рисунок 7 – Схема электрической части ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ, полученная в результате проведения реконструкции, обоснованная и принятая в работе на основе технико-экономического обоснования

Необходимо отметить, что показанный ТЭР и сравнение двух вариантов весьма упрощён, поскольку не учитывает ряд факторов и, главное, не учитывает отличия в надёжности схем.

Во втором варианте схемы используются трансформаторы блоков одного типа, что лучше для эксплуатации.

Кроме того, применение двух крупных блоков отрицательно сказывается на надёжности и устойчивости системы в целом во время аварий, поэтому окончательно принимается второй вариант схемы.

Выбранный второй вариант схемы можно ещё больше удешевить, если перенести нагрузку ПР СН на обмотку НН автотрансформаторов связи (10,5 кВ).

Такой вариант принимается к выполнению в работе.

Таким образом, в работе на основе технико-экономического обоснования, установлено, что схема ОРУ 330 кВ, выбранная в результате реконструкции объекта проектирования, будет превосходить исходную схему объекта, по критериям надёжности и экономичности.

2.3 Расчёт токов короткого замыкания

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции.

Кроме того, по минимальным значениям тока КЗ будут проверены уставки релейной защиты на надёжность срабатывания.

Для выбора аппаратов и токоведущих элементов схемы очень важное значение имеет определение токов КЗ в характерных точках схемы.

Первым этапом расчёта является составление схемы замещения с нанесением всех эквивалентных сопротивлений и источников подпитки точек КЗ.

Заданная к проектированию ПС-330/110/10 кВ «Лужская» имеет связь с Киришской ГРЭС (с заданными параметрами).

При этом, в реконструированной схеме ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» учтены только три питающих блока Киришской ГРЭС.

Всего на Киришской ГРЭС таких энергоблоков восемь, все они связаны друг с другом, поэтому их общая совокупность влияет на величину токов короткого замыкания на шинах ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Поэтому при составлении расчётной схемы, учитывается влияние всех восьми указанных энергоблоков Киришской ГРЭС.

Они представляются в виде восьми параллельных ветвей с сопротивлением и ЭДС (восемь блоков генератор-трансформатор по 300 МВт каждый).

С учётом этого, составлена первоначальная схема расчёта токов КЗ (рисунок 8).

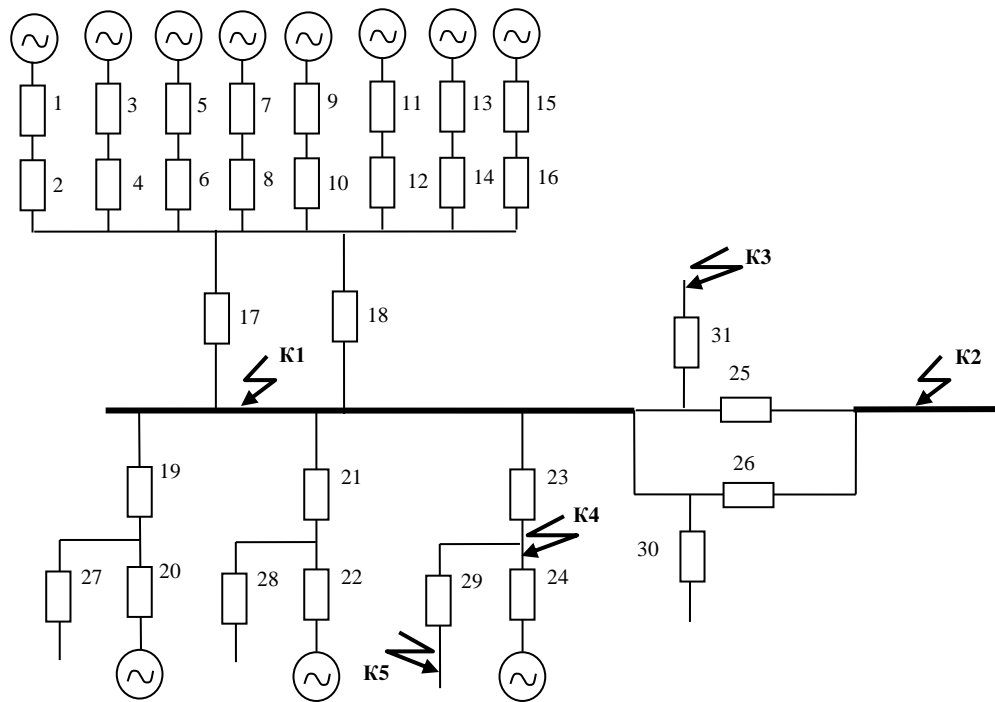


Рисунок 8 – Первоначальная схема расчёта токов КЗ

Рассчитывать значения токов КЗ имеет смысл в пяти точках, отмеченных на схеме (рисунок 8).

Задаёмся базисной мощностью для расчёта равной мощности энергосистемы $S_б=1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Теперь рассчитываются эквивалентные индуктивные сопротивления элементов сети.

Сопротивление линии 330 кВ:

$$X_* = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср.н.}^2}, \text{ Ом}, \quad (9)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление 1 км линии, равное 0,33 Ом.

l – длина линии, км;

$U_{ср.н.}$ – средненоминальное напряжение, кВ.

По условию (9):

$$X_{17} = X_{18} = 0,33 \cdot 300 \cdot \frac{1000}{347^2} = 5,32 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов Киришской ГРЭС (ТДЦ-400000/330):

$$X_{*} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}. \quad (10)$$

По условию (10):

$$X_2 = X_4 = X_6 = X_8 = X_{10} = X_{12} = X_{14} = X_{16} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,2875 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов ТРДНС-25000/35 Киришской ГРЭС:

$$X_{27} = X_{28} = X_{29} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов ТРДНС-63000/330:

$$X_{30} = X_{31} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,75 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов ТДЦ-250000/330:

$$X_{19} = X_{21} = X_{23} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сопротивления автотрансформаторов АДЦТН-200000/330/110:

$$X_{25} = X_{26} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Сопротивления генераторов Киришской ГРЭС:

$$X_* = X_{d*}'' \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H} \quad (11)$$

По условию (11):

$$X_1 = X_3 = X_5 = X_7 = X_9 = X_{11} = X_{13} = X_{15} = 0,195 \cdot \frac{1000}{300} = 0,65 \text{ Ом.}$$

Сопротивления генераторов Киришской ГРЭС, питающих ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ:

$$X_{20} = X_{22} = X_{24} = 0,191 \cdot \frac{1000}{200} = 0,955 \text{ Ом.}$$

Далее сворачивается схема замещения поочерёдно относительно каждой расчётной точки КЗ.

Сворачивание схемы к точке К1 представлено на рисунке 9.

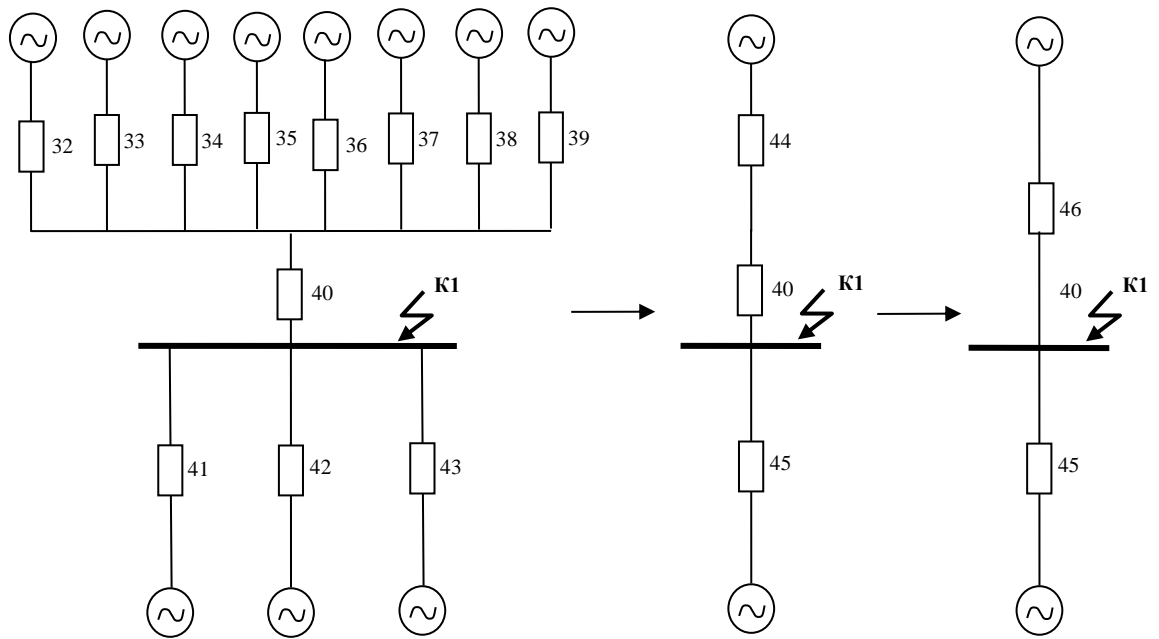


Рисунок 9 – Сворачивание схемы к точке К1 (первый этап).

Далее схема для расчёта токов КЗ сворачивается к элементарному виду с последующим конечным упрощением.

$$X_{40} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \text{ Ом.} \quad (12)$$

Сопротивления схемы:

$$X_{41} = X_{42} = X_{43} = X_{19} + X_{20} = 0,44 + 0,955 = 1,395 \text{ Ом.}$$

$$X_{32} = X_{39} = X_1 + X_2 = 0,65 + 0,2875 = 0,9375 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление первой ветви:

$$X_{44} = \frac{X_{32}}{8}, \text{ Ом.} \quad (13)$$

По условию (13):

$$X_{44} = \frac{0,9375}{8} = 0,117 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление второй ветви:

$$X_{45} = \frac{X_{41}}{3}, \text{ Ом.} \quad (14)$$

По условию (14):

$$X_{45} = \frac{1,395}{3} = 0,465 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление всей цепи к точке К1:

$$X_{46} = X_{44} + X_{40}, \text{ Ом.} \quad (15)$$

По условию (15):

$$X_{46} = 0,117 + 2,66 = 2,777 \text{ Ом.}$$

Значения ЭДС в относительных единицах примем для энергосистемы (Киришской ГРЭС) $E_c=1$, а для каждого из генераторов схемы согласно справочным данным (для турбогенераторов мощностью более 100 МВт) $E_T=1,13$.

Теперь рассчитываются значения токов КЗ в точке К1 от каждого источника.

Для выбора высоковольтных аппаратов и шин РУ необходимо определить следующие значения токов КЗ:

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n0} = \frac{E}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}, A, \quad (16)$$

где $X_{рез}$ – результирующее сопротивление между источником и точкой КЗ;

I_{δ} – базисный ток, определяемый для каждой из ступеней напряжения, кА.

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, A. \quad (17)$$

Ударный ток КЗ

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_y, A, \quad (18)$$

где K_y – ударный коэффициент тока КЗ (по справочным таблицам).

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент отключения выключателя t :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (19)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Периодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, определяется с использованием метода типовых кривых, для которого необходимо знать суммарный ток групп генераторов и отношение $I_{п0}/I_{г.ном}$.

Таким образом по (16) и (17):

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 347} = 1,666 \text{ кА.}$$

$$I_{n0.1} = \frac{1}{2,777} \cdot 1,666 = 0,6 \text{ кА.}$$

$$I_{n0.2} = \frac{1,13}{0,465} \cdot 1,666 = 4,05 \text{ кА.}$$

$$I_{n0} = 0,6 + 4,05 = 4,65 \text{ кА.}$$

Значения ударного тока по (18):

$$i_{y.1} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 1,72 = 1,46 \text{ кА.}$$

$$i_{y.2} = \sqrt{2} \cdot 4,05 \cdot 1,965 = 11,22 \text{ кА.}$$

$$i_y = 1,46 + 11,22 = 12,68 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя (для выключателей 330 кВ $t=0,025$ с) по (19):

$$i_{at.1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,03}} = 0,37 \text{ кА.}$$

$$i_{at.2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,05 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,26}} = 5,19 \text{ кА.}$$

$$i_{at} = i_{at.1} + i_{at.2} = 0,37 + 5,19 = 5,55 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая в момент $t=0,025$ с:

$$I_{Ez.ном} = \frac{3 \cdot S_z}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}, \text{ кА.} \quad (20)$$

$$I_{Ez.ном} = \frac{3 \cdot 235}{\sqrt{3} \cdot 347} = 1,17 \text{ кА.}$$

Отношение по кривым $K_{п.г}=0,85$ [7]:

$$\frac{I_{n0.2}}{I_{Ег.ном}} = \frac{4,05}{1,17} = 3,46. \quad (21)$$

Генераторы Киришской ГРЭС можно считать удалёнными источниками подпитки КЗ, поэтому:

$$I_{nt.1} = I_{n0.1} = 0,6 \text{ кА.}$$

$$I_{nt.2} = K_{n.г} \cdot I_{n0.2}, \text{ кА.} \quad (22)$$

$$I_{nt.2} = 0,85 \cdot 4,05 = 3,44 \text{ кА.}$$

$$I_{nt} = I_{nt.1} + I_{nt.2}, \text{ кА.} \quad (23)$$

$$I_{nt} = 0,6 + 3,44 = 4,04 \text{ кА.}$$

Расчёт всех токов КЗ по такой же методике, производиться и для остальных точек КЗ схемы.

Результаты расчёта сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта токов КЗ

| Точка КЗ | T_a, c | K_y | K_n | t, c | $I_{п0}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ | $I_{nt}, \text{кА}$ | $i_{at}, \text{кА}$ | $I_{п0}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ | $I_{nt}, \text{кА}$ | $i_{at}, \text{кА}$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|----------|-------|-------|--------|---------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------|---------------------|---------------------|----|------|------|---|------|-------|-------|-------|------|--------|--------|--------|--------|------|-------|------|------|-------|--------|-------|--------|----|------|-------|------|------|-------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|------|-------|------|------|-------|--------|-------|--------|------|--------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|------|-------|-------|------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|-------|----|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|------|--------|--------|-------|--------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|------|-------|------|
| К1 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,09 | 2,3 | 5,58 | 2,30 | 0,16 | 4,65 | 12,68 | 4,04 | 5,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,97 | 0,85 | 0,09 | 4,66 | 12,94 | 3,96 | 4,65 | | | | | К2 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 1,09 | 2,64 | 1,09 | 0,29 | 8,45 | 23,04 | 8,45 | 8,85 | 0,26 | 1,965 | 1 | 0,05 | 7,36 | 20,39 | 7,36 | 8,56 | К3 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 6,13 | 14,87 | 6,13 | 0,60 | 47,48 | 129,43 | 45,83 | 43,46 | 0,26 | 1,965 | 0,96 | 0,08 | 41,35 | 114,57 | 39,70 | 42,86 | К4 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 25,66 | 62,23 | 25,66 | 6,83 | 184,29 | 501,74 | 157,46 | 191,37 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,05 | 115,2 | 319,18 | 97,92 | 134,02 | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,05 | 43,43 | 120,33 | 33,88 | 50,52 | К5 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 15,4 | 37,35 | 15,40 | 1,51 | 110,62 | 301,17 | 94,51 | 100,21 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,08 | 69,12 | 191,51 | 58,75 | 71,65 | 0,26 | 1,965 | 0,78 |
| К2 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 1,09 | 2,64 | 1,09 | 0,29 | 8,45 | 23,04 | 8,45 | 8,85 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 1 | 0,05 | 7,36 | 20,39 | 7,36 | 8,56 | | | | | К3 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 6,13 | 14,87 | 6,13 | 0,60 | 47,48 | 129,43 | 45,83 | 43,46 | 0,26 | 1,965 | 0,96 | 0,08 | 41,35 | 114,57 | 39,70 | 42,86 | К4 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 25,66 | 62,23 | 25,66 | 6,83 | 184,29 | 501,74 | 157,46 | 191,37 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,05 | 115,2 | 319,18 | 97,92 | 134,02 | | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,05 | 43,43 | 120,33 | 33,88 | 50,52 | | | | | К5 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 15,4 | 37,35 | 15,40 | 1,51 | 110,62 | 301,17 | 94,51 | 100,21 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | | 0,08 | 69,12 | 191,51 | 58,75 | 71,65 | 0,26 | 1,965 | 0,78 | | | | | 0,08 | 26,1 | 72,31 | 20,36 | 27,05 | | | | | | |
| К3 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 6,13 | 14,87 | 6,13 | 0,60 | 47,48 | 129,43 | 45,83 | 43,46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 0,96 | 0,08 | 41,35 | 114,57 | 39,70 | 42,86 | | | | | К4 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 25,66 | 62,23 | 25,66 | 6,83 | 184,29 | 501,74 | 157,46 | 191,37 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,05 | 115,2 | 319,18 | 97,92 | 134,02 | | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,05 | 43,43 | 120,33 | 33,88 | 50,52 | | | | | К5 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 15,4 | 37,35 | 15,40 | 1,51 | 110,62 | 301,17 | 94,51 | 100,21 | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,08 | 69,12 | 191,51 | 58,75 | 71,65 | | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,08 | 26,1 | 72,31 | 20,36 | 27,05 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| К4 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,05 | 25,66 | 62,23 | 25,66 | 6,83 | 184,29 | 501,74 | 157,46 | 191,37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,05 | 115,2 | 319,18 | 97,92 | 134,02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,05 | 43,43 | 120,33 | 33,88 | 50,52 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| К5 | 0,03 | 1,72 | 1 | 0,08 | 15,4 | 37,35 | 15,40 | 1,51 | 110,62 | 301,17 | 94,51 | 100,21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 0,85 | 0,08 | 69,12 | 191,51 | 58,75 | 71,65 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0,26 | 1,965 | 0,78 | 0,08 | 26,1 | 72,31 | 20,36 | 27,05 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Полученные результаты расчёта токов КЗ, используются в работе для проверок выбранного нового оборудования в ОРУ-330 кВ подстанции.

2.4 Выбор и расчёт токоведущих частей ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ

Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт токоведущих частей в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Проводится выбор питающей воздушной линии от Киришской ГРЭС к ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Максимальный ток ошиновки и шин при работе в режиме максимальной нагрузки определяется по полной максимальной мощности нагрузки:

$$I_{330} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}, A. \quad (24)$$
$$I_{330} = \frac{160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,8} = 1050,9 A.$$

Согласно рассчитанному току для РУ 330 кВ принимаем в качестве провода питающей ВЛ-330 кВ, провод марки АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм.

Для проверки на термическое действие тока КЗ выбранного провода ВЛ-330 кВ, используется формула:

$$\frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq F, \quad (25)$$

где C – расчётный коэффициент, значение которого принимаются в зависимости от допустимой температуры нагрева при КЗ, материала проводника, $A \cdot \sqrt{c} / \text{мм}^2$;

B_k – тепловой импульс от тока КЗ, $A^2 \cdot c$,

Проверяются выбранные проводники питающей ВЛ-330 кВ на термическую стойкость:

$$q_{\min(110)} = \frac{\sqrt{22,1 \cdot 10^6}}{90} = 52,2 \text{ мм}^2.$$

$$52,2 < 700 \text{ и } 52,2 < 700$$

Условия проверки выполняются.

Для проверки на коронирование провода ВЛ-330 кВ, необходимо рассчитать начальную критическую напряженность по формуле и напряженность вокруг токопровода по формуле, а затем сравнить их.

Расчётная величина начальной критической напряжённости проводника:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (26)$$

где m – коэффициент шероховатости поверхности (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

При этом:

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}}, \quad (27)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Таким образом, для питающей ВЛ-330 кВ:

$$E_{0(330)} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{36,2 / 20}} \right) = 43,31 \text{ кВм / см.}$$

$$E_{(330)} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 110}{(36,2 / 20) \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{(36,2 / 20)}} = 10,2 \text{ кВм / см.}$$

$$1,07 \cdot 10,2 = 10,91 \text{ кВ / см,}$$

$$0,9 \cdot 43,31 = 38,9 \text{ кВ / см,}$$

$$10,91 \leq 38,9.$$

Условия выполняются – выбранный провод марки АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм, принимается как окончательное решение для сечения питающей воздушной линии ОРУ 330 кВ от Киришской ГРЭС.

Для проводов воздушных линий расчёт на динамическую стойкость не производится.

Аналогично определяются сечения токоведущих частей РУ 330 кВ.

Максимальный ток ошиновки ОРУ 330 кВ при работе в нормальном режиме определяется по току наиболее мощного присоединения (считается самым мощным присоединением – блок генератор-трансформатор):

$$I_{ош.330} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 412,1 \text{ А.}$$

Максимальный ток сборных шин 330 кВ будет рассчитан по полной мощности Киришской ГРЭС за вычетом нагрузки на напряжении 110 кВ в режиме минимальных нагрузок:

$$I_{шин.330} = \frac{3 \cdot S_2 - S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А.} \quad (28)$$

$$I_{шин.330} = \frac{(3 \cdot 235 - 160 \cdot 0,8 / 0,8) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 954,6 \text{ А.}$$

Согласно рассчитанному току, для ОРУ 330 кВ принимается в качестве ошиновки гибкие токопроводы АС 150/19 с допустимой токовой нагрузкой 450 А и наружным диаметром всех проволок 16,8 мм, в качестве сборных шин принимаются гибкие токопроводы АС 500/27 с допустимой токовой нагрузкой 960 А и наружным диаметром всех проволок 29,4 мм.

Проверяются выбранные гибкие проводники на термическую стойкость:

$$q_{\min(330)} = \frac{\sqrt{6,2 \cdot 10^6}}{90} = 27,7 \text{ мм}^2.$$

$$27,7 < 150 \text{ и } 27,7 < 500$$

Условие выполняется.

Проверяются токопроводы ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ по условию коронирования:

$$E_{0(330)} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{16,8 / 20}} \right) = 32,95 \text{ кВм / см.}$$

$$E_{(330)} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 330}{(16,8 / 20) \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 800}{(16,8 / 20)}} = 49,68 \text{ кВм / см.}$$

$$1,07 \cdot 49,68 = 53,2 \text{ кВ / см, } 0,9 \cdot 32,95 = 29,7 \text{ кВ / см, } 53,2 > 29,7.$$

Условия не выполняются – выбранные токопроводы не могут быть использованы в качестве ошиновки по условию коронирования.

Принимается для выполнения ошиновки ОРУ 330 кВ провода АС 300/39 с допустимой токовой нагрузкой 710 А и наружным диаметром всех проволок 24 мм.

Проверяются перевыбранные провода по условию коронирования:

$$E_{0(330)} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{24 / 20}} \right) = 31,63 \text{ кВм / см.}$$

$$E_{(330)} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 330}{(24 / 20) \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 800}{(24 / 20)}} = 36,6 \text{ кВм / см.}$$

$$1,07 \cdot 36,6 = 39,2 \text{ кВ / см, } 0,9 \cdot 31,63 = 28,5 \text{ кВ / см, } 39,2 > 28,5.$$

Условия опять не выполняются – выбранные токопроводы не могут быть использованы в качестве ошиновки по условию коронирования.

Принимаются для выполнения ошиновки и шин ОРУ 330 кВ провода АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм.

Проверяются перевыбранные провода по условию коронирования:

$$E_{0(330)} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{36,2 / 20}} \right) = 30,4 \text{ кВм / см.}$$

$$E_{(330)} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 330}{(36,2 / 20) \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 800}{(36,2 / 20)}} = 25,8 \text{ кВм / см.}$$

$$1,07 \cdot 25,8 = 27,6 \text{ кВ / см, } 0,9 \cdot 30,4 = 27,6 \text{ кВ / см, } 27,6 = 27,6.$$

Условия проверок выполняются. Таким образом, установлено, что по результатам расчётов АС 700/86 – это минимально допустимый токопровод, который можно применить для шин и ошиновки ОРУ 330 кВ.

Исходя из результатов расчёта, в работе для установки на ОРУ 330 кВ в результате проведения реконструкции обосновано, выбрано и проверено применения следующих проводников:

- для сечения питающей воздушной линии ОРУ 330 кВ от Киришской ГРЭС выбран провод марки АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм;

- для выполнения ошиновки и шин ОРУ 330 кВ принят провод АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм.

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ

Далее в работе, на основании технических данных подстанции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования с целью проведения модернизации ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

Ранее в работе было установлено, что к морально и технически устаревшим и выработавшим свой ресурс электрическим аппаратам, которые требуют замены на новые современные аппараты соответствующих марок, в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» относятся устаревшие воздушные выключатели высокого напряжения и разъединители, которые являются морально и физически устаревшими марками оборудования, установленные на подстанции в 1984 году и не модернизировались с тех пор ни разу.

В работе они подлежат замене на современные элегазовые выключатели 330 кВ, отличающиеся повышенными критериями надёжности, экономичности, безопасности, а также быстродействием и селективностью.

При этом практическая замена выключателей в ОРУ 330 кВ проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта, что значительно упрощает задачу и ускоряет данный технологический процесс.

Далее на основании расчётов необходимо выбрать и проверить новые элегазовые выключатели и разъединители для установки в ОРУ-330 кВ на подстанции ПС-330/110/10 кВ «Лужская», а также параллельно проверить на работоспособность и пригодность к установке на объекте электрические аппараты, которые не нуждаются в замене (по результатам анализа).

Для защиты и коммутации оборудования в ПС-330/110/10 кВ «Лужская» в РУ-330 кВ устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки ВГУ-330Б-40/3150У1.

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ).

Поэтому к данным аппаратам предъявляются повышенные требования по коммутационной способности, а также по стойкости к сквозным токам КЗ и ударным токам.

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий, приведённых далее [18].

Выбор выключателей по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (29)$$

Выбор выключателей по максимальному рабочему току:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (30)$$

Проверка выключателя на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откн}. \quad (31)$$

где $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА.

Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (32)$$

где $i_{a\tau}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ;

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов.

Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (33)$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

На электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ [18]:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (34)$$

где $i_{np.c}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя.

Проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса [11,18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (35)$$

где B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$;

I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

При этом расчётное значение теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{отк} + T_a). \quad (36)$$

Расчётные параметры сети для установки коммутационных аппаратов ОРУ 330 кВ:

- рабочее напряжение 330 кВ;
- максимальный рабочий ток (ток одного присоединения, считается по самому мощному присоединению – блок генератор-трансформатор):

$$I_{\text{макс.330}} = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}, \text{ A.} \quad (37)$$

$$I_{\text{макс.330}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 412,1 \text{ A.}$$

- тепловой импульс:

$$B_{\kappa.330} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (38)$$

$$B_{\kappa.330} = 4,65^2 \cdot (0,025 + 0,26) = 6,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», проводится по приведённым выше условиям (таблица 5).

В той же таблице проводится выбор новых разъединителей для установки в ОРУ 330 кВ подстанции.

Таким образом, проверяются мероприятия по технической модернизации объекта проектирования.

Таблица 5 – Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения и разъединителей, для установки в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская»

| Расчетные данные | Каталожные данные | |
|---|---|---|
| | Выключатели ВГУ-330Б-40/3150У1 | Разъединители РГ-1-330/3200У1 РГ-2-330/3200У1 |
| $U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 412,1 \text{ А}$ $I_{пт} = 4,04 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,55 \text{ кА}$ $I_{п0} = 4,65 \text{ кА}$ $i_y = 12,68 \text{ кА}$ $B_k = 6,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_n = 330 \text{ кВ}$ $I_n = 3150 \text{ А}$ $I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 30 / 100 = 16,92$ кА $I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$ $i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_t = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_n = 330 \text{ кВ}$ $I_n = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{пр.с} = 160 \text{ кА}$ $I_t^2 \cdot t_t = 63^2 \cdot 2 = 7938$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Также для установки в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» выбираются ограничители перенапряжения марки ОПН-330/40,5/10/450 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»).

Всё выбранное оборудование проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе. Установлено, что в результате проведения проверочных расчётов по выбору электрических аппаратов для установки в ОРУ-330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», все выбранные аппараты отвечают условиям всех требуемых проверок. Все электрические аппараты показаны на схеме электрических соединений ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» в графической части работы.

Выводы по разделу.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская», обусловленная реконструкцией схемы ОРУ 330 кВ, проведено техническое обоснование следующих принятых решений:

- проведён выбор и проверка основного оборудования схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции, выбраны

- автотрансформаторы связи, блочные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд объекта проектирования;
- проведено технико – экономическое обоснование схем ОРУ 330 кВ до и после проведения реконструкции данного объекта на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», в результате чего обосновано применение новой схемы ОРУ 330 кВ, характеризующейся значительно меньшими экономическими расходами и гораздо более высокой надёжностью по сравнению с исходной схемой;
 - проведён расчёт токов короткого замыкания в ОРУ 330 кВ, а также ударных токов на объекте проектирования, которые использованы в работе для оценки и проверки выбранных проводников и электрических аппаратов в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
 - исходя из результатов расчёта, в работе для установки на ОРУ 330 кВ в результате проведения реконструкции обосновано, выбрано и проверено применения следующих проводников: для сечения питающей воздушной линии ОРУ 330 кВ от Киришской ГРЭС, а также для выполнения ошиновки и шин ОРУ 330 кВ, выбран провод марки АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм;
 - с целью модернизации ОРУ 330 кВ, выбраны новые современные элегазовые выключатели марки ВГУ-330Б-40/3150У1, а также разъединители РГ-1-330/3200У1 и РГ-2-330/3200У1.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» и модернизации оборудования ОРУ 330 кВ данной подстанции с проверкой принятых технических решений.

3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ

Далее в работе выбираются типы релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования подстанции – силовых трансформаторов и линий ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская».

В качестве основного типа устройств, на котором будет реализована РЗА, выбраны микропроцессорные блоки серии БЗП, на основе которых можно защитить практически любые элементы (линии, трансформаторы и шины).

Следует отметить, что микропроцессорные блоки серии БЗП успешно прошли аттестацию и аккредитацию, а результате чего рекомендованы к применению в энергосистемах Российской Федерации.

Внешний вид и функционал микропроцессорных блоков серии БЗП представлен на рисунке 10.

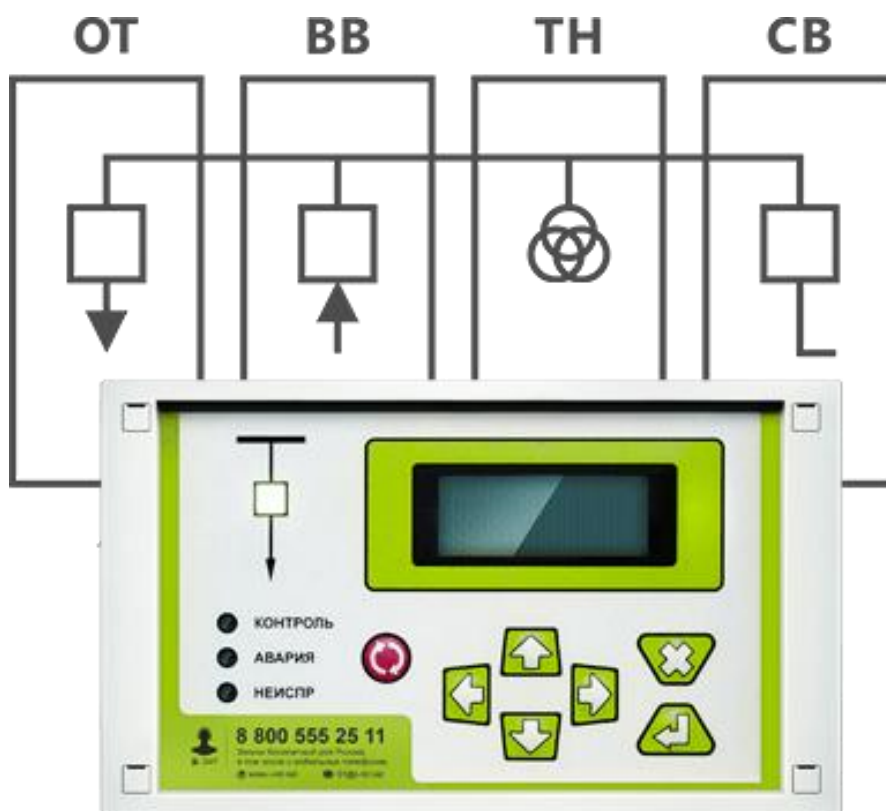


Рисунок 10 – Внешний вид и функционал микропроцессорных блоков серии БЗП

На понижающем автотрансформаторе ПС-330/110/10 кВ «Лужская» предусмотрены следующие основные защиты:

- дифференциальная токовая защита от внутренних повреждений автотрансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальные токовые с выдержкой времени на каждой обмотке автотрансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП).

На питающих и транзитных линиях ОРУ 330 кВ предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита линий (далее – ДЗЛ);
- максимальные токовые защита линий (далее – МТЗЛ), совмещённая с защитой от перегрузки линий.

На сторонах ВН (330 кВ) и СН (110 кВ) силовых автотрансформаторов связи ПС-330/110/10 кВ «Лужская», принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», на стороне НН (10 кВ) применяется схема «неполной звезды».

В качестве защиты выводов ВН (330 кВ) силовых трансформаторов и автотрансформаторов ПС-330/110/10 кВ «Лужская» от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [13,14].

Известно, что в силовых автотрансформаторах, защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [13,14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 330 кВ.

Защита от перегрузки трансформаторов ПС-330/110/10 кВ «Лужская» выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

В работе максимальная токовая защита (МТЗ) устанавливается как на стороне ВН (330 кВ), так и на других сторонах силовых трансформаторов и автотрансформаторов, обеспечивая, таким образом, резервирование и селективность.

Следовательно, в работе на выводах силовых трансформаторов принимается несколько (два или три) комплекта МТЗ.

МТЗ будет установлена на каждой из обмоток автотрансформаторов связи подстанции для защиты от внутренних ненормальных режимов.

В работе на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» для защит питающих линий напряжений 330 кВ, а также транзитных линий, выбираются следующие защиты:

- дифференциальная защиты линий (ДЗЛ);
- максимальная токовая защита линий, совмещённая с защитой от перегрузки (МТЗЛ).

В качестве защиты сборных шин 330 следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланс (например, реле, включенных через насыщающиеся трансформаторы тока, реле с торможением). Дифференциальная защита шин должна быть выполнена с устройством контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Если выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока, то в целях экономии следует предусматривать выносные трансформаторы тока только с одной стороны выключателя и устанавливать их по возможности так, чтобы выключатели входили в зону действия дифференциальной защиты шин.

При этом в защите двойной системы шин 330 кВ с фиксированным распределением элементов должно быть предусмотрено использование двух

сердечников трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя.

На обходном выключателе 330 кВ должны быть предусмотрены защиты (используемые при проверке и ремонте защиты, выключателя и трансформаторов тока любого из элементов, присоединенных к шинам):

- трехступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных коротких замыканий;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

При этом на шиносоединительном выключателе должны быть предусмотрены защиты (используемые для разделения систем шин при выведении УРОВ или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования):

- двухступенчатая токовая защита от многофазных коротких замыканий;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Во всех остальных случаях в электроустановках 330 кВ при отказе одного из выключателей поврежденного элемента (линия, трансформатор, шины) УРОВ должно действовать на отключение выключателей, смежных с отказавшим. Если защиты присоединены к выносным трансформаторам тока, то УРОВ должно действовать и при коротком замыкании в зоне между этими трансформаторами тока и выключателем. Допускается применение упрощенных УРОВ: действующих при коротких замыканиях с отказами выключателей не на всех элементах (например, только при замыканиях на линиях); действующих лишь на отключение шиносоединительного выключателя.

Для автотрансформаторов связи должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах 330 кВ;
- однофазных замыканий на землю на стороне 330 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла.

Для трансформаторов собственных нужд:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю на стороне 330 кВ, если это необходимо по требованиям безопасности;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

- продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени;
- токовая отсечка без выдержки времени.

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформаторов должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов

небаланса. Продольная дифференциальная токовая защита трансформаторов собственных нужд может осуществляться с применением реле тока, отстроенными по току срабатывания от БНТ и переходных токов небаланса (дифференциальная отсечка), если при этом обеспечивается требуемая чувствительность. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону её действия входили соединения трансформатора со сборными шинами. При использовании для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в силовой трансформатор, следует предусматривать защиту, обеспечивающую отключение (с требуемым быстродействием) коротких замыканий в соединениях трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов в обмотках автотрансформаторов, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение:

- максимальная токовая с комбинированным пуском напряжения или без него;
- токовая обратной последовательности от несимметричных коротких замыканий (при наличии двухстороннего питания);
- максимальная токовая с комбинированным пуском напряжения от симметричных коротких замыканий (при наличии двухстороннего питания);
- дистанционная, если это требуется для обеспечения дальнего резервирования или согласования защит смежных напряжений.

Защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла выполняется с помощью газовых реле, которые действуют на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защита от повреждений внутри кожуха трансформаторов, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления. Защита от понижения

уровня масла может быть выполнена в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты контактного устройства РПН с разрывом дуги в масле, следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления. Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует предусматривать отдельное газовое реле. Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающего элемента газового реле. Если в сети 330 кВ возможны качания или асинхронных ход, то защиты должны иметь устройства, блокирующие их действие при этих режимах. Допускается выполнение защиты без блокировки при качаниях, если защита отстроена от качаний по времени (выдержка времени защиты – около 1,5-2 с).

Действие всех защит должно фиксироваться указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами в той степени, в какой это необходимо для учета и анализа работы защит. Для обеспечения эксплуатационных проверок и испытаний в схемах защит следует предусматривать, где это необходимо, испытательные блоки или измерительные зажимы.

Выводы по разделу 3.

В работе, на основе расчётных данных, проведён выбор и обоснование основных типов защит силовых автотрансформаторов связи, шинных соединений, а также питающих линий ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты, защиты шин и прочие виды защит). Все выбранные типы РЗ соответствуют требованиям нормативных документов.

Заключение

В работе разработаны мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ 330 кВ трансформаторной подстанции ПС-330/110/10 кВ «Лужская» ОАО «ФСК ЕЭС» с модернизацией оборудования ОРУ 330 кВ данной подстанции.

В работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская», с анализом технических данных основных составляющих структурной схемы подстанции.

Осуществлено обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ на основе требований к схемам трансформаторных подстанций. Показано, что неукоснительное выполнение основных требований и аспектов, предъявляемые основными нормативными документами к схемам и основному оборудованию трансформаторных подстанций и энергосистем, приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий требуемой реконструкции схемы электрических соединений ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская», с учётом модернизации некоторого устаревшего оборудования электрической части объекта проектирования.

В результате проведения анализа технической информации, с учётом требований нормативных документов, предъявляемых к схемам объектов энергетики, установлено, что схема первичных соединений ОРУ 330 кВ подстанции нуждается в реконструкции, так как в связи с реконструкцией источника питания на Киришской ГРЭС, которая включает установку двух новых энергоблоков «генератор – повышающий трансформатор» и подключения их к ОРУ 330 кВ для увеличения мощности, требуется расширение ОРУ 330 кВ, предусматривающее установку также новых ячеек с

блоками «разъединитель – выключатель» без замены типа схемы электрических соединений.

При этом также в схеме главных электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская» будут следующие изменения:

- отключается энергоблок «генератор – повышающий трансформатор», питающий ОРУ 110 кВ (в исходной схеме он являлся источником резервного питания);
- автотрансформаторы связи марки АДЦТН-200000/330/110, в новой схеме электрических соединений подстанции, фактически, будут использованы исключительно как понижающие силовые автотрансформаторы, так как резервное питание к ОРУ 110 кВ (блок «генератор – трансформатор»), будет демонтировано.

Также в ОРУ 330 кВ необходимо провести замену устаревших воздушных выключателей и разъединителей на инновационные новейшие установки и модификации оборудования, что обеспечит необходимый уровень надёжности и бесперебойности при питании потребителей.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-330/110/10 кВ «Лужская», обусловленная реконструкцией схемы ОРУ 330 кВ, проведено техническое обоснование следующих принятых решений:

- проведён выбор и проверка основного оборудования схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции, выбраны автотрансформаторы связи, блочные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд объекта проектирования;
- проведено технико – экономическое обоснование схем ОРУ 330 кВ до и после проведения реконструкции данного объекта на ПС-330/110/10 кВ «Лужская», в результате чего обосновано применение новой схемы ОРУ 330 кВ, характеризующейся значительно меньшими экономическими расходами и гораздо более высокой надёжностью по сравнению с исходной схемой;

- проведён расчёт токов короткого замыкания в ОРУ 330 кВ, а также ударных токов на объекте проектирования, которые использованы в работе для оценки и проверки выбранных проводников и электрических аппаратов в ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская»;
- исходя из результатов расчёта, в работе для установки на ОРУ 330 кВ в результате проведения реконструкции обосновано, выбрано и проверено применения следующих проводников: для сечения питающей воздушной линии ОРУ 330 кВ от Киришской ГРЭС, а также для выполнения ошиновки и шин ОРУ 330 кВ, выбран провод марки АС 700/86 с допустимой токовой нагрузкой 1180 А и наружным диаметром всех проволок 36,2 мм;
- с целью модернизации ОРУ 330 кВ, выбраны новые современные элегазовые выключатели марки ВГУ-330Б-40/3150У1, а также разъединители РГ-1-330/3200У1 и РГ-2-330/3200У1.

В работе, на основе расчётных данных, проведён выбор и обоснование основных типов защит силовых автотрансформаторов связи, шинных соединений, а также питающих линий ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ «Лужская» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты, защиты шин и прочие виды защит). Все выбранные типы РЗ соответствуют требованиям нормативных документов.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ 330 кВ на ПС-330/110/10 кВ «Лужская» и модернизации основного оборудования ОРУ 330 кВ данной подстанции с проверкой принятых технических решений.

Список используемых источников

| | |
|---|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Анализ исходных данных на выполнение работы | 7 |
| 1.1 Исходная характеристика ПС-330/110/10 кВ «Лужская»..... | 7 |
| 1.2 Обоснование технических решений по реконструкции ОРУ 330 кВ подстанции .. | 13 |
| 2 Внедрение мероприятий по реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ..... | 19 |
| 2.1 Выбор и проверка основного оборудования схем ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ до и после проведения реконструкции..... | 19 |
| 2.2 Техничко-экономическое обоснование реконструкции ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ | 26 |
| 2.3 Расчёт токов короткого замыкания | 32 |
| 2.4 Выбор и расчёт токоведущих частей ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ | 41 |
| 2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 330 кВ ПС 330/110/10 кВ..... | 46 |
| 3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики ОРУ 330 кВ ПС-330/110/10 кВ | 52 |
| Заключение | 59 |
| Список используемых источников..... | 62 |

1. Булычев А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях. Пособие для практических расчетов. М.: НЦ ЭНАС, 2021. 208 с.

2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 26.01.2023).

3. 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: 26.01.2023).

4. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.

5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.

6. Киришская ГРЭС. [Электронный ресурс]: URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B8%D1%80%D0%B8%D1%88%D>

1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%A0%D0%AD%D0%A1

(дата обращения: 10.03.2023).

7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Academia, 2018. 320 с.

8. 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, 2018. 608 с.

9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

11. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

13. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

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

15. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 10.03.2023).

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 10.03.2023).

17. Устройства РЗиА. Серия БЗП [Электронный ресурс]: URL:

<http://www.i-mt.tech/rza> (дата обращения: 10.03.2023).

18. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

19. Электрическая подстанция ПС 330/110/10 кВ «Лужская». [Электронный ресурс]: URL: <http://wikimapia.org/4831044/ru> (дата обращения: 26.01.2023).

20. Энергетическая стратегия на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: МЭ, 2020. 142 с.