

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 Разработка проекта замены главных силовых трансформаторов и
автотрансформаторов Жигулевской ГЭС

Обучающийся

С.Н. Голубев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, доцент А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

Для обеспечения бесперебойной работы гидрогенераторов Жигулёвской ГЭС необходимо разработать проект по реконструкции (модернизации) главной трансформаторной группы.

В процессе актуализации проекта модернизации главных силовых трансформаторов Жигулёвской ГЭС с использованием технической литературы предприятия и нормативов, находящихся в открытом доступе составлен план замены трансформаторов в нескольких вариациях, с возможностью дооснащения автотрансформаторами устройствами регулирования под напряжением (РПН), а так же установкой дополнительной защиты для снижения затрат на ремонт или восстановление в случае аварийных ситуаций, возникающих в процессе работы электрооборудования.

В связи с ростом стоимости оборудования при их доработке для продления срока службы и повышения эффективности, предложены также варианты, предусматривающие их отсутствие для снижения затрат на реализацию проекта, удешевление работ по установке оборудования и их дальнейшей эксплуатации.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, составленную из аннотации, введения, пяти разделов основной части, заключения, списка используемых источников и литературы, а также графической части на 6 листах формата А1.

Abstract

In the process of modernizing the main power transformers at Zhiguli Hydroelectric Power Plant (HPP), using the technical documentation available within the company and publicly available standards, a plan has been developed to replace the transformers in several configurations.

This includes the possibility of retrofitting the transformers with under voltage regulation devices (RPN) and installing additional protection measures to reduce repair and restoration costs in the event of emergencies during operation of the electrical equipment.

Due to increased costs associated with extending the service life of the equipment and improving efficiency, alternative options are also being considered that would eliminate the need for such measures, thereby reducing the cost of implementing the project, installation of the equipment, and subsequent operation.

The final qualifying paper consists of a written report, which includes an annotation, introduction, five main sections, conclusion, list of references and literature and graphical part on 6 A1 pages.

Содержание

В

Р

А

2

2

1

2

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

Введение

Актуальность проекта заключается в увеличившейся со времени установки трансформаторных групп мощности, которую выдают реконструированные гидроагрегаты Жигулёвской ГЭС. Это в первую очередь влияет на потери, которые возникают при нагрузках сверх рассчитанных при проектировании повышающей части в то время.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке проектных решений по увеличению максимально возможной выдаваемой электрической мощности в энергосистему, что в данный момент ограничено морально и технически устаревшими главными силовыми повышающими трансформаторами Жигулёвской ГЭС.

В связи с поставленной целью, необходимо решить следующие задачи, описанные в выпускной квалификационной работе:

- провести анализ объекта проекта ВКР (Жигулёвской гидроэлектростанции), получить необходимую документацию для разработки проекта и получения результата;
- определить варианты замены силовых трансформаторов, выявление наиболее эффективного с технической и экономической точки зрения варианта;
- рассмотреть все возможные варианты, подобрать необходимое оборудование после экономического и технического анализа, удовлетворяющего всем требованиям;
- рассмотреть необходимость замены измерительной аппаратуры трансформатора в связи с его заменой и возможными конструктивными различиями, а также выявить необходимость замены средств защиты силовых трансформаторов и рассчитать необходимость установки более мощного оборудования.

1 Анализ объекта

Назначение объекта подлежащего реконструкции – производство, распределение и поддержание качества электрической энергии.

Жигулевская гидроэлектростанция является одной из системообразующих предприятий по генерации электрической энергии в Самарской области, являясь одним из крупнейших производителей электрической энергии в регионе с возможностью быстрого изменения выходных параметров сети она является стратегическим объектом Российской Федерации и контролируется надзорными органами министерства энергетики РФ со стороны оператора единой энергетической системы России.

Введение в строй данной гидроэлектростанции было необходимо для решения нескольких проблем, возникших при развитии промышленности СССР:

- Требовались манёвренные энергетические мощности, для стабилизации тех видов промышленности, что планировало строить в тот момент в регионе советское управление;
- Увеличение тяжелых производств по всему Советскому Союзу требовало многократное увеличение энергетических мощностей, для которых наиболее подходящим была гидроэнергетика, способная быстро в необходимый момент выдавать в сеть огромные мощности, способные покрыть пики нагрузок, при этом без потребления огромного количества топлива для своей работы;
- Развитие собственного строительного комплекса для возведения подобных сооружений, что повлияет на количество квалифицированного персонала в данной отрасли;
- Река Волга считалась наиболее подходящей для возведения данного типа сооружений из-за своих природных особенностей, что потребовало переселения огромного количества людей со своих исторических

мест проживания и затопления бассейнов для работы гидроэлектростанций, по типу «Жигулёвского моря».

Строительство Жигулёвской ГЭС было одним из самых масштабных проектов Советского Союза тех времён и хоть проект требовал колоссальных затрат на строительство и человеческих, так и материальных ресурсов, его поддерживали на протяжении всего срока строительства.

Введение в строй первого гидроагрегата спустя пять лет (1950 год – начало работ, а 1955 год уже пуск первого гидроагрегата) после начала строительства говорит о важности данного проекта, а завершение столь масштабного проекта всего за 7 лет (с 1950 по 1957 год) по тем временам считалось ранее невозможным.

Строительство Жигулёвской гидроэлектростанции так же повлияло на объединение систем Урала и Центра СССР в единую энергетическую систему, для чего в 1960-х годах на ГЭС была проведена модернизация оборудования с установкой напряжения на 500 кВ. Это позволило увеличить передачу мощности Жигулёвской ГЭС в сторону Москвы на 50% и тем самым обеспечить энергетическую безопасность центра России.

Жигулёвская ГЭС в процессе эксплуатации часто становилась участником экспериментов в электроэнергетической отрасли, именно на ней впервые поставили трансформаторы типа ОРЦ-135000/500 специальной модификации для питания линии напряжения 500 кВ.

В течение эксплуатации замена групп силовых трансформаторов проводилась в 1990-е года, когда срок службы установленного ранее оборудования подошёл к концу, после чего производилась замена на аналоги без увеличения пропускной способности трансформаторов.

На момент проектирования и строительства планировалась установка гидроагрегатов мощностью 105 МВт с выбором оборудования под данные параметры, однако за время существования Жигулёвской ГЭС вырабатываемая ею мощность выросла до 120-125,5 МВт на каждый гидроагрегат, что

позволило увеличить установленную мощность Жигулёвской ГЭС до 2488 МВт.

На сегодняшний день в среднем выработка электроэнергии электростанцией находится на уровне 10 млрд. кВт·ч, что не является максимально возможным показателем, однако покрывает все запросы электроэнергии ЕЭС в зоне её покрытия.

В состав сооружений ГЭС помимо здания, плотины и открытых распределительных устройств напряжением 500, 220 и 110 кВ так же входят водосливная плотина, дамбы и судоходные сооружения.

Помимо этого, через всё сооружение Жигулёвской ГЭС проходит 2-х путная железнодорожная электрифицированная магистраль с пропускной способностью до 26 пар поездов в сутки и часть автомобильной трассы М5 с возможной нагрузкой до 1500 единиц автотранспорта в час. Так же по территории всего сооружения проложены коммуникации связи и на территории земляной плотины находится ОРУ 220 кВ.

Всё это делает Жигулёвскую ГЭС сооружением первого класса капитальности и системообразующим предприятием близлежащих населённых пунктов.

Силовые повышающие трансформаторы гидроэлектростанции установлены на открытой площади (отметки 34, 46 метров) являющейся частью здания, длина которой составляет около 700 метров, ширина 100 метров и высотой 81 метров вместе со всем зданием и донными водосбросами.

Для увеличения полезной нагрузки на основание здания подводная его часть выполнена из монолитного железобетона с усилением специальной фортификационной арматурой. Здание ГЭС деформационными швами разделено на 10 секций по 60 метров по два гидроагрегата в каждой, это сделано для безопасности в процессах температурного расширения и сжатия в течение изменения температуры окружающей среды [25].

Машинный зал представляет из себя цех, с установленными в нём 20 вертикальными гидроагрегатами общей мощностью 2488 МВт, где

гидроагрегаты № 3, 5, 10 и 15 мощности 120 МВт, а гидроагрегаты № 1, 2, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19 и 20 мощности 125,5 МВт на каждый.

На отметке 37,25 м. машинного зала установлено всё электротехническое оборудование, отвечающее за управление гидроагрегатами и собственными нуждами электростанции, а так же аккумуляторные батареи.

На отметке 32 м. находятся системы охлаждения трансформаторов и система центральной вентиляции.

На отметке 28,9 м. расположены фильтры системы охлаждения трансформаторов и устройства санитарно-технического назначения.

Отметка 42,15 м. является этажом, выделенным специально для кабельных линий напряжений 110 и 220 кВ.

Центральный щит управления Жигулёвской ГЭС располагается на отметке 46,3 м.

Выдача мощности гидроагрегатами осуществляется на напряжении 13,8 кВ на группы силовых однофазных повышающих трансформаторов и автотрансформаторов, расположенных на здании ГЭС со стороны нижнего бьефа [14].

Все гидроагрегаты разделены на 8 групп по соединениям с трансформаторами:

- Первая группа состоит из трансформаторов типа АОРЦТ-шт.) и питает линии 110 и 220 кВ [5];
- Вторая группа состоит из трансформаторов типа ОРЦ-135000/500 (3 шт.) и питает линию 500 кВ;
- Третья группа состоит из трансформаторов типа ОРЦ-135000/500 (3 шт.) и питает линию 500 кВ;
- Четвёртая группа состоит из трансформаторов типа АОРЦТ-135000/500/110 (3 шт.) и питает линии 110 и 500 кВ;
- Пятая группа состоит из трансформаторов типа ОРЦ-135000/500 (3 шт.) и питает линию 500 кВ;

- Шестая группа состоит из трансформаторов типа АОРЦТ-135000/500/220 (3 шт.) и питает линии 220 и 500 кВ;
- Седьмая группа состоит из трансформаторов типа АОРЦТ-135000/500/220 (3 шт.) и питает линии 220 и 500 кВ;
- Восьмая группа состоит из трансформаторов типа АОРЦТ-135000/500/220 (3 шт.) и питает линии 220 и 500 кВ [6].

К станции относятся три открытых распределительных устройства (ОРУ) напряжением на 110, 220 и 500 кВ [1].

ОРУ 500 кВ. расположено на правом берегу со стороны верхнего бьефа и оборудовано 24 элегазовыми выключателями.

ОРУ 220 кВ. расположено на месте расширения земляной плотины и оборудовано 13 элегазовыми выключателями.

ОРУ 110 кВ. расположено на правом берегу со стороны нижнего бьефа и оборудовано 13 элегазовыми выключателями [2].

Распределение электрической энергии данных ОРУ происходит по следующей схеме.

Открытое распределительное устройство 500 кВ:

- Гидроэлектростанция – подстанция «Куйбышевская»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Азот»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Вешкайма (южная)»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Вешкайма (северная)».

Открытое распределительное устройство 220 кВ:

- Гидроэлектростанция – подстанция «Сызрань» цепь 1;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Сызрань» цепь 2;
- Гидроэлектростанция – подстанция «КС-22»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Солнечная»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Левобережная» цепь 1;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Левобережная» цепь 2.

Открытое распределительное устройство 110 кВ:

- Гидроэлектростанция – подстанция «Цементная» цепь 1 с отпайкой на подстанцию «Жигулёвская» (Цементная-1);
- Гидроэлектростанция – подстанция «Цементная» цепь 2 с отпайкой на подстанцию «Жигулёвская» (Цементная-2);
- Гидроэлектростанция – подстанция «Услава» с отпайкой на подстанцию «Отвага»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Зольное» с отпайками (Жигулёвск-Зольное);
- Гидроэлектростанция – подстанция «ЖЭТЗ» (Комсомольская-1);
- Гидроэлектростанция – подстанция «Переволоки» с отпайкой на подстанцию «Отвага»;
- Гидроэлектростанция – подстанция «Александровка» (Александровка-2).

Таким образом по линии 500 кВ запитаны транзитные подстанции в центральную часть России и местные крупные предприятия, линии 220 кВ отходят к подстанциям соседних крупных населённых пунктов и питают город Тольятти, а линия 110 кВ используется для питания Комсомольского района города Тольятти, города Жигулёвск и близлежащих сёл и предприятий [3].

Энергоснабжение гидроэлектростанции происходит от системы собственных нужд с резервированием по линиям ОРУ.

Питьевое водоснабжение предусмотрено от централизованной городской системы города Жигулёвск.

Пожарное водоснабжение предусматривает подачу из водохранилища с использованием пожарных насосов.

Так же на ГЭС организована радиосвязь и имеется собственная АТС [7].

Экономический анализ объекта:

Жигулёвская ГЭС находится на втором месте по выработке электроэнергии в Европейской части России и всей Европы, уступая только Волжской гидроэлектростанции, уступая ей в количестве гидроагрегатов.

Всего за свой срок эксплуатации Жигулёвская гидроэлектростанция выработала более 750 млрд кВт*ч дешёвой возобновляемой электроэнергии, а строительство станции сыграло огромную роль в объединении электрических систем Центра, Поволжья и Урала, начав формировать совместно с позднее введённой в работу Волжской гидроэлектростанции Единую энергосистему России (ЕЭС). Благодаря манёвренности Жигулёвская ГЭС имеет огромное значение для энергосистемы в обеспечении её надёжности и работоспособности.

Из-за своих особенностей электростанция участвует в выравнивании пиковых нагрузок и регулирования частоты энергосистемы в стране. Обладая крупнейшим в каскаде водохранилищем, так же регулирует сток воды в Волге, влияя на максимально возможную выработку электроэнергии на нижележащих Саратовской и Волжской ГЭС [9].

Куйбышевское водохранилище (Жигулёвское море) пользуется большим спросом со стороны речного транспорта, являясь частью Единой глубоководной системы Российской Федерации в Европейской части. Создание данного водохранилища позволило повысить пропуск судоходства в период навигации, Жигулёвская гидроэлектростанция обеспечивает глубину не менее 4 метров и создаёт условия для прохода крупнотоннажных судов на участке Волги от Новочебоксарска до Тольятти и влияет на условия судоходства ниже по течению вплоть до Астрахани.

Проложенные по сооружению гидроузла переходы железнодорожного и автомобильного транспорта позволяют обеспечить кратчайшую связь районов Поволжья между собой, являясь единственной надводной связью двух берегов на протяжении долгих километров по и против течения Волги. Железнодорожное сообщение на участке Жигулёвской ГЭС является единственным от Ульяновска до Сызрани, а автомобильное сообщение от Ульяновска до Сызрани, обеспечивая сокращения времени в пути водителей и железнодорожного транспорта на часы [10].

Однако в связи с увеличением загрузки автотранспортной магистрали в 2019 году начато строительство моста около села Климовка через Куйбышевское водохранилище с целью разгрузить данный узкий участок, связывающий берега Волги, спроектированный в середине прошлого века. Это решение повлияет на нагрузку автотранспортной магистрали, проходящей по Жигулёвской ГЭС и снизит нагрузку на сами конструкции плотин.

Дополнительно Куйбышевское водохранилище обеспечивает водоснабжение огромного количества населённых пунктов, расположенных вблизи, включая крупные города, такие как Тольятти, Ульяновск, Казань и Жигулёвск, а также всех промышленных предприятий региона.

Столь капитальное строение как Жигулёвская ГЭС так же влияет на защиту нижележащих территорий от наводнений, позволяя регулировать уровень воды в нижнем и верхнем бьефах (например в сильное половодье 1979 года за счёт действий Жигулёвской плотины уровень воды в створе Куйбышевского гидроузла был снижен на ~2 метра). Это позволяет иметь собственное крупное рыбохозяйство (в 2018 году промышленно было выловлено около 3800 тонн рыбы без учёта любительского лова), а так же влияет на рекреационное значение некоторых видов рыб, обеспечивая выполнение специального повышенного весеннего попуска в Нижнюю Волгу с целью обводнения Волго-Ахтубинской поймы и обеспечения сезонного нереста рыбы [13].

Возведение Жигулёвской ГЭС стало одной из основных причин для формирования Тольяттинско-Жигулёвского промышленного узла. Стало возможным строительство таких масштабных предприятий как Волжский автомобильный завод (ВАЗ), предприятий химической промышленности, на тот момент проектные рекордные нормы выработки Тольяттиазот, Куйбышевазот, Тольяттикаучук, способные выдавать огромный объем продукции для всего СССР и экспорте своей продукции за границу.

Возведение для этих целей вспомогательных производств, ставших впоследствии полноценными предприятиями по типу Волжского завода цементного машиностроения и прочих.

Строительство подобных предприятий было на основе той базы, что создавалась при строительстве Жигулёвской ГЭС, это, например позволило Куйбышевгидрострой сдать в эксплуатацию более 300 промышленных объектов в сроки с 1958 по 1965 года.

Посёлок гидростроителей Жигулёвской ГЭС позже вырос в город Жигулёвск с населением до 100 тысяч человек, а попавший в зону затопления и перенесённый на новое место город Ставрополь-на-Волге с населением около 10 тысяч человек вырос в один из промышленных центров страны – город Тольятти с населением более полумиллиона людей.

В ходе эксплуатации Жигулёвской ГЭС была плановая замена гидроагрегатов на более новые в связи с износом старых. Так к началу 1990-х годов большая часть оборудования отработав свой срок службы требовала замены, первые четыре гидротурбины были заменены на новые агрегаты типа ПЛ-30/587-В930 в 1999, 2004, 2005 и 2007 годах. Новое оборудование за счёт повышенной мощности позволило увеличить вырабатываемую мощность станции на 20 МВт, дальнейшая замена производилась на более мощные турбины типа ПЛ-30/877-В-930 в течении времени с 2009 по 2017 года поэтапно в соответствии с планом, согласованным с министерством энергетики и контролирующими органами, позволившими вывести данное оборудование в работу на длительный срок.

После данных модернизаций установленная мощность гидроэлектростанции в 2488 МВт актуальная и на данный момент достигла этих значений в 2019 году. Это привело к увеличению мощности Жигулёвской ГЭС на 188 МВт относительно изначально реализованного плана в СССР.

Помимо оборудования генерации электроэнергии гидроэлектростанции в 2005-2008 годах была произведена замена оборудования на открытом распределительном устройстве 110 кВ, в 2004-2006 годах на ОРУ 220 кВ, а в

2012-2018 годах на ОРУ 500 кВ. Также в 2003-2007 годах был произведён монтаж новых генераторных выключателей. В процессе всех модернизаций устаревшее воздушное и масляное оборудование было заменено на более совершенное элегазовое с целью повышения надёжности данных участков электрической системы.

Вместе с работами по замене и модернизации электрооборудования также производится обновление гидромеханического оборудования, такого как затворы водосливной платины, решётки и затворы сороудерживающих сооружений, гидроподъемники и маслonaполненных установок аварийно ремонтных затворов гидроагрегатов.

Помимо гидросилового оборудования, в 2005—2008 годах было заменено оборудование ОРУ-110 кВ, в 2004—2006 годах — ОРУ-220 кВ и в 2012—2018 годах — ОРУ-500 кВ. Также в 2003—2007 годах были смонтированы новые генераторные выключатели. Во всех этих случаях было использовано современное элегазовое оборудование. По состоянию на 2020 год велась замена гидромеханического оборудования — затворов водосливной плотины, решеток и затворов сороудерживающего сооружения, гидроподъемников и маслonaпорных установок аварийно-ремонтных затворов гидроагрегатов.

Все описанные выше работы привели к увеличению вырабатываемой мощности гидроэлектростанции и замене на более современное оборудование подстанций подключенных к данной гидроэлектростанции, однако замена главных силовых повышающих трансформаторов проводилась только в 90-е года, когда было принято к установке оборудование, срок службы которого был ограничен 30-ю годами и не соответствовал во время установки планам максимально выдаваемой мощности в течении уже следующих 20 лет, что подчёркивает необходимость данного проекта.

Для управления процессом генерации электрической энергии, контроля состояния оборудования и объектов на ГЭС созданы и функционируют:

- система автоматизации управления технологическим процессом (АСУ ТП);
- система диагностирования гидроагрегатов и контроль вибрационных характеристик (СКИД ГА);
- система контроля безопасности и надёжности гидросооружений (БИНГ);
- система автоматического оповещения пожарной сигнализации административных/производственных зданий ГЭС;
- автоматическая система пожаротушения кабельных полуэтажей, тоннелей и помещений центрального маслохозяйства, с трубопроводами проходящими через всю трансформаторную эстакаду обеспечивающие подачу воды во все возможные места возгорания.

На территории Жигулёвской гидроэлектростанции с целью обеспечения связи, оповещения, непрерывного управления силами и средствами охраны здоровья и передачи информации создана собственная изолированная система связи.

На данный момент Жигулевской ГЭС в составе с первой по восьмую трансформаторные группы эксплуатируются:

трансформаторная группа: 3 × АОРЦТ 90000/220/110/13,8-У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1991 году (подключены гидроагрегаты № 1, 2);

трансформаторная группа: 3 × ОРЦ-135000/500/13,8–77У1, производства ЧАО «Запорожтрансформатор» (Запорожье), введен в работу в 1980 году, фазы А и В (фаза С – в 1979 году) (подключены гидроагрегаты № 3,4,5);

трансформаторная группа: 3 × ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, пр-ва ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1981 году, фазы А и С (фаза В – в 1982 году) (подключены гидроагрегаты №6, 7, 8);

трансформаторная группа: 3 × АОРЦТ-135000/500/110/13,8-79У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1984 году, фазы А и В (фаза С – в 1989 году)

трансформаторная группа: 3 × ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1982 году, фазы А и С (фаза В – в 1983 году)

трансформаторная группа: 3 × АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1985 году, фазы А и В (фаза С – в 1984 году)

трансформаторная группа: 3 × АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1985 году фаза С, 1986 году – фаза В, 1987 году – фаза А (подключены гидроагрегаты № 17, 18);

трансформаторная группа: 3 × АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Тольяттинский трансформатор» (город Тольятти), введен в работу в 1986 году, фазы А и С (фаза В – в 2002 году)

Все трансформаторные группы расположены на специальной трансформаторной эстакаде здания ГЭС отметки 46,34.

Для транспортировки силовых трансформаторов имеются рельсовые пути перекачки.

На текущий момент остаётся оперативный резерв – единица каждого типа используемых на гидроэлектростанции трансформаторов и автотрансформаторов (Т и АТ).

Гидрогенераторы подключаются к повышающим силовым трансформаторам и автотрансформаторам посредством медных шин с выходом на трансформаторную площадку в соответствии с группой каждой

агрегатов (отметка 34–46) с использованием проходных изоляторов со стороны нижнего бьефа.

Ошиновка на напряжении 13,8 кВ выполняется в металлическом защитном каркасе с креплением шин на растяжках подсоединёнными к гирляндам изоляторов и ограждена специальной металлической сеткой.

Выводы автотрансформаторов 1 и 4 трансформаторных групп воздушными линиями связаны с открытым распределительным устройством 110 кВ. Связь с ОРУ 220 кВ осуществляется воздушной линией от блока 6 трансформаторной группы и кабельными маслонаполненными линиями от 1, 7, 8 трансформаторных групп.

Открытое распределительное устройство на 500 кВ связано с 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 8 трансформаторными группами воздушными переходами через крышу здания ГЭС.

На отметке 15 в здании ГЭС установлен аварийный маслобак объемом до 400 метров³ с системой отвода масла через маслоприёмники размещённые в местах установки трансформаторов.

Все трансформаторные группы разделены между собой противопожарными бетонными перегородками с целью локализации места предполагаемого возгорания, однако между фазами одной трансформаторной группы перегородки отсутствуют.

Для каждого трансформатора и автотрансформатора создана автоматическая система пожаротушения распылённой водой с независимой системой циркуляции воды с забором её на верхнем бьефе.

Система охлаждения трансформаторного масла вида Ц (Охлаждение масла с принудительной циркуляцией) для каждого трансформатора и автотрансформатора состоит из двух масло отводящих охладителей типа МО-534 с адсорбционными фильтрами, пары электронасосов типа 5Т-100/15, трёх фильтров для очистки от механических примесей, маслопроводов и запорной арматуры [19].

В текущем проекте рассматривается вариант замены силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков с первой по восьмую трансформаторных групп для передачи в магистральные сети ЕЭС России и резервные линии промышленных предприятий дополнительной мощности от реконструируемых гидроагрегатов Жигулевской ГЭС на данный момент с возможностью дальнейшей модернизации до 130 МВт [8].

По изначальной модели проекта рассматривается вариант замены только трансформаторов и автотрансформаторов на их более мощные аналоги с изменением системы принудительной циркуляции масла (Ц) на принудительную циркуляцию масла с дутьём (ДЦ) без установки какого-либо дополнительного оборудования.

В дополнение рассматриваются варианты с установкой системы РПН на устанавливаемые автотрансформаторы для повышения их мобильности в соответствии с исследованиями комиссии от единого диспетчерского управления ЕЭС России.

Также рассматривается доукомплектовать все (авто)трансформаторы системами предотвращения повреждений на примере «Transformer Protector» и поиском отечественных аналогов данной французской системы защиты трансформаторов [14].

Вывод по разделу.

Данный раздел описывает действующую ситуацию на предприятии в текущий момент времени, а также отображает необходимость данного проекта в целом и сложность его реализации в связи с огромным количеством вспомогательного оборудования, действующего на станции в данный момент.

Показывает возможные пути решения вопроса и предположительные варианты проекта, которые могут быть приняты к рассмотрению в следующих разделах.

Поясняет с исторической точки зрения необходимость в наращивании мощности передачи трансформаторами электрической энергии с целью

повышения выдачи мощности в энергосистему при последующих модернизациях слабых звеньев электрической сети.

Первый раздел ставит цели, которых необходимо достичь в течение всего проекта и те решения, что необходимо рассмотреть для модернизации объекта реконструкции с учётом того, что часть систем контроля и автоматизации в данном проекте не рассматривается, в связи с тем, что является другой областью расчётов и проектирования. Поэтому часть оборудования, обычно рассматриваемая совместно с заменой трансформаторов в данном проекте, не затрагивается или затрагивается частично.

В дополнении производится анализ имеющейся документации предприятия по данным проектам с целью выявления ошибок и изменения параметров в связи с последними модернизациями, прошедшими на Жигулёвской гидроэлектростанции в течении последних лет.

2 Расчёт нагрузки и выбор силовых трансформаторов

Необходимость замены главных повышающих трансформаторов на Жигулёвской гидроэлектростанции обусловлена несколькими факторами. Во-первых, срок службы существующих трансформаторов приближается к концу, что увеличивает вероятность их отказа. Это может привести к непредвиденным простоям в работе электростанции и проблемам в подаче электроэнергии потребителям. Во-вторых, новые трансформаторы могут быть более эффективными и экономичными в использовании, что позволит снизить затраты на эксплуатацию электростанции.

Замена главных повышающих трансформаторов на Жигулёвской гидроэлектростанции подняла бы уровень надежности и эффективности работы электростанции, обеспечивая более стабильное и качественное электроснабжение для потребителей.

При выборе новых типов и параметров трансформаторов необходимо учитывать следующие факторы:

- мощность трансформаторов, необходимо учитывать потребности электростанции и подбирать трансформаторы соответствующей мощности для надежной работы оборудования;
- энергоэффективность, новые трансформаторы должны быть более энергоэффективными, что поможет снизить потери энергии и повысить эффективность работы гидроэлектростанции;
- надежность и долговечность, выбор трансформаторов с высоким уровнем надежности и долговечности позволит уменьшить вероятность сбоев и обеспечить бесперебойную работу станции;
- совместимость с существующей системой, новые трансформаторы должны быть совместимы с уже установленным оборудованием на станции, чтобы исключить возможность конфликтов и несоответствий;

- технические характеристики, необходимо учитывать все технические параметры трансформаторов, такие как напряжение, ток, частота и другие, чтобы обеспечить их соответствие требованиям эксплуатации станции;
- стандарты безопасности, новые трансформаторы должны соответствовать всем существующим стандартам безопасности, чтобы обеспечить защиту персонала и предотвратить аварийные ситуации;
- уровень шума и вибрации, важно учитывать уровень шума и вибрации, которые генерируют трансформаторы, чтобы минимизировать их воздействие на окружающую среду и находящиеся рядом со станцией объекты.

Выбор трансформаторов для гидроэлектростанции может оказать значительное влияние на ее производительность по нескольким причинам:

- эффективность передачи энергии, правильно подобранные трансформаторы способны эффективно передавать энергию от генераторов к сети, минимизируя потери трансформации и передачи электроэнергии;
- надежность работы системы, качественные трансформаторы обеспечивают стабильную работу системы электроснабжения гидроэлектростанции, что помогает предотвращать аварии и сбои, обеспечивая непрерывность электроснабжения;
- пропускная способность, правильно выбранные трансформаторы способны обеспечивать необходимую пропускную способность энергии, что позволяет гидроэлектростанции работать при максимальной нагрузке и повышать ее производительность.

При выборе трансформаторов для гидроэлектростанции следует учитывать следующие технические характеристики:

- мощность трансформатора, необходимо определить требуемую мощность трансформатора, чтобы он мог эффективно

преобразовывать и передавать электроэнергию с генераторов гидроэлектростанции;

- напряжение, трансформатор должен соответствовать рабочему напряжению в электрической сети гидроэлектростанции для обеспечения безопасной и стабильной передачи энергии;
- класс напряжения, важно учитывать класс напряжения трансформатора, чтобы он соответствовал требованиям надежности и безопасности системы электроснабжения;
- КПД (коэффициент полезного действия), должен быть высоким, чтобы минимизировать потери энергии в процессе трансформации и передачи.
- габариты и вес, необходимо учитывать доступное пространство и несущую способность для установки трансформаторов;
- тип охлаждения, выбор способа охлаждения, исходя из установленного оборудования на предприятии и совместимости его с возможностью охлаждения выбираемых трансформаторов [4].

2.1 Расчёт нагрузок на линиях трансформаторных групп

Для расчёта необходимой мощности трансформатора электростанции необходимо рассчитать максимально выдаваемую мощность электрогенератором. Для этого сведём в таблицу 1 все данные по количеству и выдаваемой мощности генераторов электростанции для каждой трансформаторной группы (ТГ) Жигулевской ГЭС.

Таблица 1 – Данные выдаваемой генераторами мощности

Трансформаторные группы	1ТГ	2ТГ	3ТГ	4ТГ	5ТГ	6ТГ	7ТГ	8ТГ
Кол-во генераторов								
Общая вырабатываемая мощность, МВт								
Питание линий, кВ								

При расчётах необходимо принимать во внимание, что некоторые группы силовых трансформаторов (1, 4, 7 и 8 группы) питают одновременно две параллельные линии напряжения, что стоит рассматривать при выборе типов трансформаторов, так как в таком случае выгодней рассматривать автотрансформаторы, что связано с их меньшим размером и стоимостью [11].

2.2 Определение типов и мощностей трансформаторов

Главным условием при выборе силовых трансформаторов Жигулёвской ГЭС является конструктивное ограничение по размещению, для чего необходимо выбрать подходящие три однофазных трансформатора для каждой из трансформаторных групп, питающие одновременно две линии разного напряжения необходимо подобрать подходящие автотрансформаторы для меньших габаритов.

Важным критерием так же является наличие запаса прочности и надёжность выбираемых трансформаторов, что обусловлено невозможностью частой замены трансформаторов из-за особенностей работы Жигулёвской ГЭС и необходимой долгой бесперебойной работы при максимально возможных вырабатываемых мощностях гидроэлектростанции [12].

Выбор номинальной мощности трансформаторов определяем в соответствии с расчётами:

Определение необходимой мощности трансформатора:

$$S_{mp} = \frac{S_{\Gamma}}{n \cdot k_{zm}}$$

где S_{Γ} - мощность потребителя, кВА;

n – количество трансформаторов в группе.

k_{zm} - коэффициент загрузки трансформаторов, принимаем равным 0,6 как для потребителя первой категории по ПУЭ, для обеспечения запаса мощности при работе электростанции.

По выражению (1) с учетом данных таблицы 1 получим:

$$S_{mp} = \frac{260}{3 \cdot 0,85} = 102 \text{ MVA}$$

Далее проведём расчёт для других трансформаторных групп и сведём все полученные данные в таблицу 2 для упрощённого анализа и выбора необходимых типов трансформаторов в соответствии с требованиями.

Вместе с проведёнными расчётами необходимо учитывать требования по установке типов трансформаторов, однофазные трансформаторы на все трансформаторные группы выбираются с целью минимальных конструктивных изменений их места расположения. Необходимо подобрать трансформаторы с охлаждением типа ДЦ (масляное охлаждение с принудительной циркуляцией), что обусловлено уже установленной установкой циркуляции масла, работу которой обеспечивают по 2 маслососа на каждый трансформатор (1 находится в резерве, 1 является рабочим). Требование выбора типа трансформатора с расщеплённой обмоткой связано с необходимостью резервирования выводов высокого напряжения, что влияет на стоимость трансформаторов, но является обязательным для данного объекта.

По проведённым исследованиям службы ОДУ Средней Волги подтверждена необходимость установки устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) в автотрансформаторах на стороне среднего напряжения, обусловлена данная необходимость тем, что это повышает мобильность

гидроэлектростанции при необходимости изменения выдаваемой мощности, а так же главным фактором является возможность подстраивать напряжения сразу под две параллельно идущие линии разного напряжения, так как регулируя напряжение под одно значение, оно будет влиять и на напряжение другой обмотки автотрансформатора.

Далее на основе выбранных трансформаторов и автотрансформаторов сравним их основные характеристики в сравнении с уже установленными на Жигулёвской ГЭС в данный момент.

Это необходимо в первую очередь для понимания эффективности работы нового оборудования относительно старого, для этого можно сравнить их потери в режимах холостого хода и короткого замыкания, чтобы в общих чертах можно было представить какие будут затраты (потери) электроэнергии в случае установки новых трансформаторов и автотрансформаторов [22].

Необходимо сравнить массы как транспортировочные так и полные массы автотрансформаторов и трансформаторов для решения вопроса о необходимости модернизации площадки их установки и дополнительных требований при их транспортировке, так как есть ограничения на массу перевозимую транспортом предприятия, а так же места для их установки, которое не сможет выдержать гораздо больший вес на квадратный метр относительно того, что находится там сейчас.

Напряжение и ток короткого замыкания дадут возможность проанализировать необходимость замены защитного оборудования трансформаторов на более мощное.

В таблице 3 представлено сравнение характеристик однофазных автотрансформаторов марок АОРЦТ-135000 и АОРДЦТН-160000, выбираемых для установки на Жигулевской ГЭС.

Таблица 3 - Сравнение основных параметров и характеристик автотрансформаторов АОРЦТ-135000/500/220-У1 и АОРДЦТН-

Основные параметры и характеристики	АОРЦТ-135000/500/220	А О
Потери холостого хода, кВт		
Потери короткого замыкания, кВт		
в режиме ВН-СН		
в режиме ВН-НН		
в режиме СН-НН		
нагрузочные		
Напряжение короткого замыкания, %		
в режиме ВН-СН		
в режиме ВН-НН		
в режиме СН-НН		
Ток холостого хода, %		
Весовые характеристики, кг		
масса активной части		
масса масла		
масса полная		
Масса транспортная		
Габаритные размеры полностью собранного трансформатора, мм		
длина		
ширина		
высота		
Система охлаждения	вида Ц	вида ДЦ
Регулирование напряжения	без регулирования	РПН в линии СН в диапазоне $\pm 6 \times 2\%$
Мощность, МВА		
Ток, А		

В таблице 4 представлены результаты сравнения основных характеристик однофазных автотрансформаторов марок АОРЦТ-90000/220/110-У1 и АОРДЦТН-125000/220/110 выбираемых для Жигулевской ГЭС.

Таблица 4 - Сравнение основных параметров и характеристик автотрансформаторов АОРЦТ-90000/220/110-У1 и АОРДЦТН-125000/220/110

Основные параметры и характеристики	АОРЦТ-90000/220/110	АОРДЦТН-125000/220/110
Потери холостого хода, кВт		
Потери короткого замыкания, кВт		
в режиме ВН-СН		
в режиме ВН-НН		
в режиме СН-НН		
нагрузочные		
Напряжение короткого замыкания, %		
в режиме ВН-СН		
в режиме ВН-НН		
в режиме СН-НН		
Ток холостого хода, %		
Весовые характеристики, кг		
масса активной части		
масса масла		
масса полная		
Масса транспортная		
Габаритные размеры полностью собранного трансформатора, мм		
длина		
ширина		
высота		
Система охлаждения	вида Ц	вида ДЦ
Регулирование напряжения	без регулирования	РПН в линии СН в диапазоне $\pm 6 \times 2\%$
Мощность, МВА		
Ток, А		

В таблице 5 представлены результаты сравнения для выбираемых однофазных трансформаторов Жигулевской ГЭС марок ОРЦ-135000/500-У1 и ОРДЦ-160000/500-У1

Таблица 5 - Сравнение основных параметров и характеристик автотрансформаторов ОРЦ-135000/500-У1 и ОРДЦ-160000/500-У1

Основные параметры и характеристики	ОРЦ-135000/500-У1	ОРДЦ-160000/500-У1
Потери холостого хода, кВт		
Потери короткого замыкания, кВт		
Напряжение короткого замыкания, %		
Ток холостого хода, %		
нагрузочные		

Продолжение таблицы 5

Основные параметры и характеристики	ОРЦ-135000/500-У1	ОРЦ-160000/500-У1
Напряжение короткого замыкания, %		
в режиме ВН-СН		
в режиме ВН-НН		
в режиме СН-НН		
Ток холостого хода, %		
Весовые характеристики, кг		
масса активной части		
масса масла		
масса полная		
Масса транспортная		
Габаритные размеры полностью собранного трансформатора, мм		
длина		
ширина		
высота		
Система охлаждения	вида Ц	вида ДЦ
Регулирование напряжения	без регулирования	РПН в линии СН в диапазоне $\pm 6 \times 2\%$
Мощность, МВА		
Ток, А		

2.3 Анализ выбранных мощностей подобранного оборудования

По результатам сведённым в таблицу 2 из всех трансформаторных групп выделяется 1 группа, в которую выбраны трансформаторы АОРДЦТ мощностью 125 МВА, когда на все остальные трансформаторные группы выбрано оборудование на 160 МВА. Это сделано по нескольким причинам:

- Следуя ГОСТ 17544-85, СТО РусГидро 01.01.78-2012 и электронным каталогам Тольяттинского трансформатора выявлена проблема с закупкой и технической целесообразностью оборудование на напряжение 110/220 с мощностью выше 125 МВА;
- Стоимость индивидуально изготовленного оборудования на 160 МВА значительно больше аналогичного на 125 МВА;
- Необходима глубокая модернизация мест установки оборудования такой мощности из-за физических ограничений площадок установки оборудования [18].

Выводы по разделу.

По результатам расчётов в соответствии с стандартной шкалой мощностей трансформаторов выбраны 3 типа трансформаторов марок АОРДЦТ 125 МВА, АОРДЦТ 160 МВА и ОРДЦ 160 МВА.

Два однофазных автотрансформатора мощностью 125 МВА и 160 МВА, а также однофазный трансформатор мощностью 160 МВА.

Для каждой трансформаторной группы устанавливается три однофазных трансформаторов и три однофазных автотрансформаторов.

Данные типы трансформаторов были выбраны по следующим параметрам:

- соответствуют требуемой номинальной мощности для максимально возможной выдачи электроэнергии генераторами с наименьшими потерями;
- использование минимального количества типов трансформаторов снижает потребности в обучении персонала по обслуживанию нескольких видов оборудования;
- выбор автотрансформаторов для линий 1, 4, 7, 8 необходим для корректной работы линий на два различных вида напряжения и при этом снижение затрат при замене и обслуживании в сравнении с трансформаторами классической компоновки;
- установка данных типов автотрансформаторов связана с конструктивными особенностями места их установки
- выбор мощности трансформаторов обусловлен нормированной шкалой значений мощностей трансформаторов.

3 Расчёт токов короткого замыкания и определение максимальных рабочих токов

Проведение расчетов коротких замыканий позволяет предвидеть возможные аварийные ситуации, определять максимальные электрические нагрузки на оборудование, обеспечивать безопасную эксплуатацию оборудования и предотвращать возможные повреждения электрооборудования.

Таким образом, проведение расчетов коротких замыканий на стороне низкого и высокого напряжения выводов трансформаторов при замене трансформаторных групп является обязательным шагом для обеспечения безопасной и надежной работы электрооборудования на предприятии.

Для расчетов коротких замыканий на высоком и низком напряжениях используются различные методы, в зависимости от конкретной ситуации.

Для расчета короткого замыкания на высоком напряжении обычно применяют метод короткого замыкания с расчетом параметров трансформаторов и линий передачи и методы компьютерного моделирования с использованием специализированных программ, таких как EnergyCS, ETAP и другие [24].

Для упрощения вида расчёта токов короткого замыкания принимают ситуацию с возникновением трёхфазного короткого замыкания в нескольких наиболее опасных точках, где токи КЗ будут наибольшими.

В данном проекте все расчёты проводятся при помощи программы EnergyCS UP, специальное программное обеспечение, с помощью которого путём создания математической модели были получены значения, соответствующие максимальным значениям токов трёхфазного короткого замыкания.

На рисунке 1 отображена схема расположения всех трансформаторных групп с источниками питания, а также упрощённо, в виде шины показаны

соединения с линиями определённого напряжения, которые в свою очередь питают соответствующие подстанции (110 кВ, 220 кВ, 500 кВ).

Точки K1, K2, K3, K4 – это точки трёхфазных коротких замыканий на шинах соединения трансформаторных групп определённого напряжения или короткое замыкание на выводах любой трансформаторной группы, так как значения в данном случае будут крайне близки.

Точки K5, K6, K7, K8, K9 – это точки в местах соединения источников электроэнергии с генераторами, что показывает показатели короткого замыкания в случае его возникновения на стороне низкого напряжения. (При меньшем напряжении, в случае короткого замыкания мы получаем наибольшие значения токов, следовательно это наиболее опасные ситуации, для предотвращения которых используют оборудование с большей термической устойчивостью).

Использование программы снижает возможность погрешности, способной возникнуть при ручных расчётах из-за человеческого фактора, что положительно отражается на итоговом решении проекта [15].

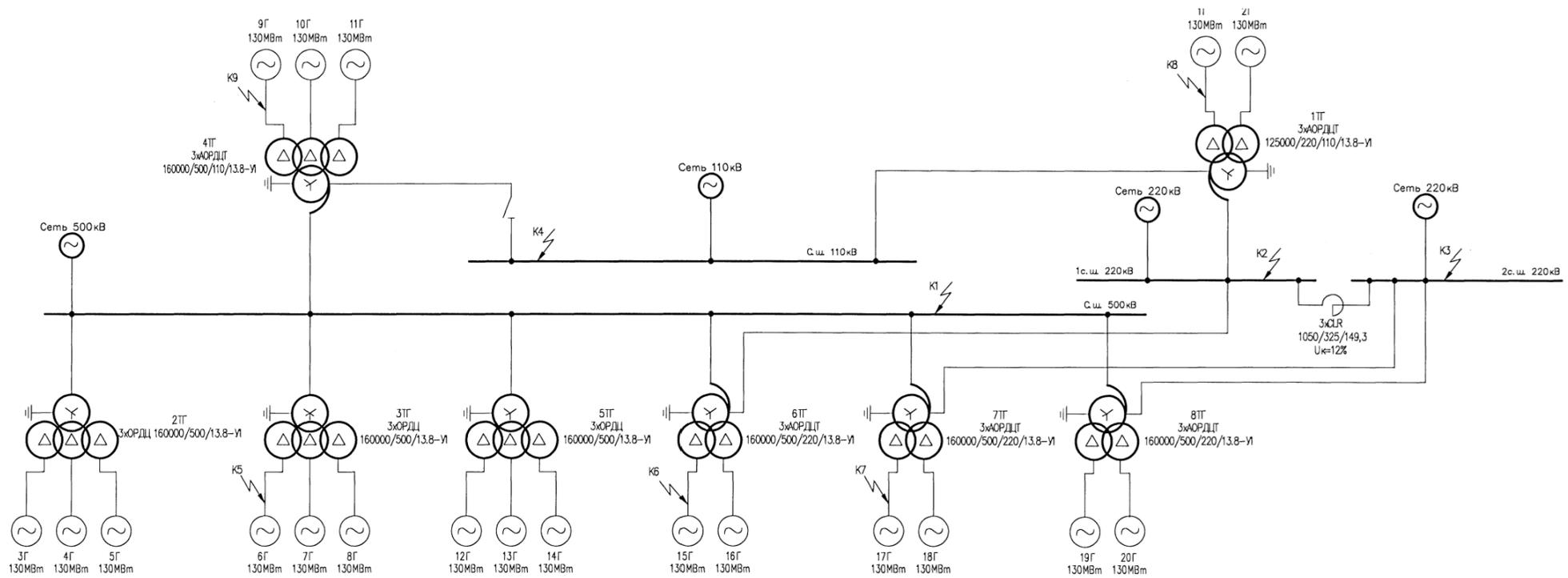


Рисунок 1 – Схема трансформаторной эстакады и выбор точек измерений трёхфазного короткого замыкания

По результатам расчётов программы необходимо получить значения для каждого из определённых точек участков. Далее необходимо по полученным значениям соотнести и заполнить все соответствующие им участки, которые в расчётах не участвуют для упрощения процесса [17].

В таком случае посредством сбора информации программа EnergyCS выдаёт конкретные значения по заданным точкам и выдаёт это в виде рисунка 2, представленного ниже [23].

На основании полученных расчётов необходимо составить таблицу, куда все следует занести все полученные значения для дальнейшего анализа. Это требуется для подбора подходящих средств защиты новых трансформаторов по текущему проекту или проверка уже имеющихся на наличие необходимости такой замены, в случае если действующее оборудование было установлено ранее с запасом и все параметры позволяют использовать их для работы с новым оборудованием, то экономически нецелесообразно менять их на подобное оборудование, выполняющие заданные задачи и имеющее подобные имеющемуся характеристики.

Автоматизация расчётов токов короткого замыкания заключается в предоставлении цифровым технологиям формул расчёта, по которым программа вычисляет все необходимые данные используя справочные характеристики представленного в схеме оборудования.

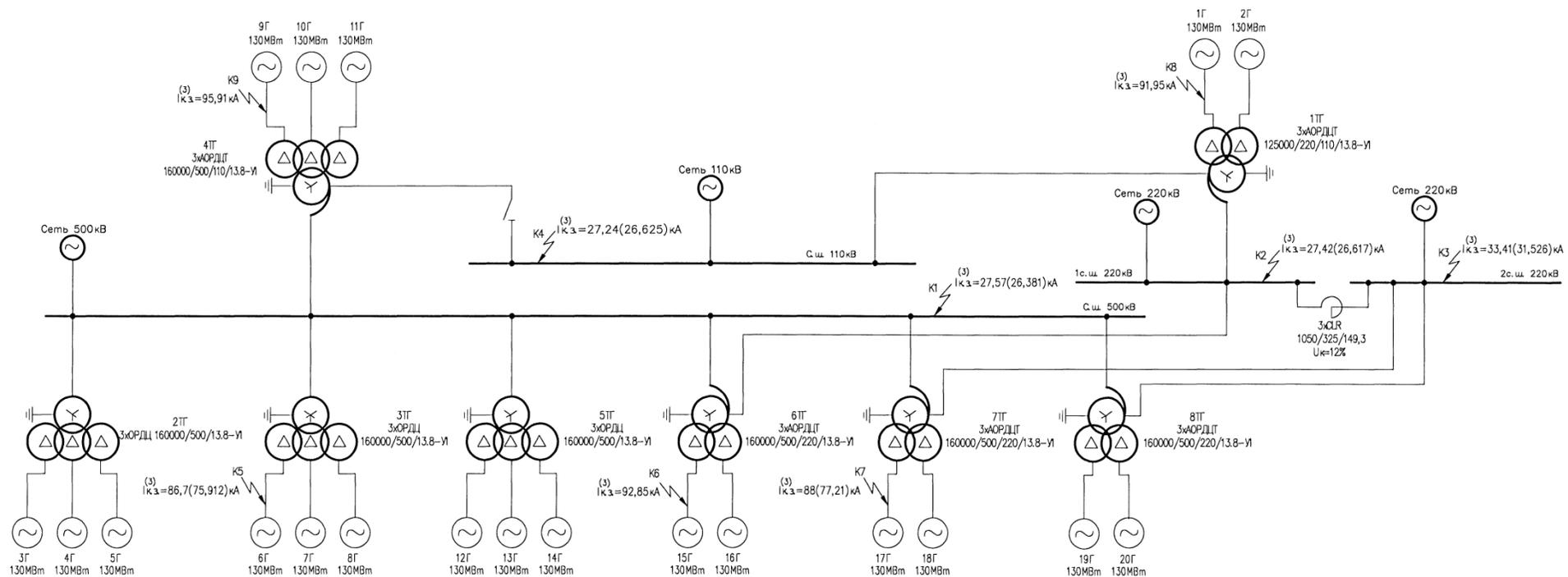


Рисунок 2 – Схема значений коротких замыканий в точках К1 – К9 по заданным параметрам

Таблица 4 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Ток в точке расчётной	Токи КЗ на стороне высокого напряжения				Токи КЗ на стороне низкого напряжения				
	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
I, кА									

Выводы по разделу.

В соответствии с расчётными значениями можно определить наиболее уязвимые для термического воздействия при коротком замыкании точки и принять меры по их защите, также расчёт отображает то, как необходимо подбирать оборудование по его характеристикам.

По результатам расчётов видно, что на стороне низкого напряжения токи короткого замыкания больше, чем на стороне высокого напряжения примерно в 3 раза, что соответствует законам электроэнергетики и позволяет сделать вывод что данные расчёты верны.

Далее исходя из полученных значений необходимо проверить оборудование на его пригодность для использования совместно с новыми трансформаторами, подобранными по проекту, а в случае, если оборудование не подходит, необходимо подобрать соответствующее новым требованиям и включить в данный проект, так как работа трансформатора без оборудования защиты и контроля невозможна.

4 Выбор вспомогательного электрооборудования

Для корректной работы трансформаторных групп необходимо рассмотреть их совместимость с действующим оборудованием, установленным на Жигулёвской ГЭС, а также, в случае если оборудование невозможно использовать совместно с новыми трансформаторами, необходимо подобрать подходящее.

В данном пункте необходимо рассмотреть выбор высоковольтных выключателей на стороне высокого напряжения и разъединителей.

Данный пункт предусматривает только выбор высоковольтных выключателей, что обусловлено установленным на электростанции индивидуально изготовленным оборудованием по типу измерительных трансформаторов тока и напряжения, системы ОПН и прочее. Это связано с техническими ограничениями по форм-фактору устанавливаемого оборудования, его сроку эксплуатации и техническим характеристикам, которые связаны напрямую с генераторами, а не трансформаторами [21].

Оборудование для контроля и автоматизации работ линий выдачи электроэнергии гидрогенераторов установленное в данный момент на Жигулёвской ГЭС обеспечивает бесперебойную работу и рассчитывается отдельным проектом по согласованию с диспетчером ЕЭС России, что делает невозможным его замену в рамках текущего проекта.

Системы шин и кабели участвующие в передаче от генераторов к трансформаторным группам и от выводов высокого напряжения трансформаторов к линиям ведущим на подстанции прошли реконструкцию в рамках текущих модернизаций Жигулёвской ГЭС с расчётом на максимально выдаваемую мощность генераторами с определённым запасом прочности, что исключает их из расчётов дополнительного оборудования подлежащего замене в рамках проекта реконструкции главных повышающих трансформаторов.

При замене трансформаторов необходимо в первую очередь проверить действующие выключатели на стороне низкого и высокого напряжения на их пригодность при возросшей мощности устанавливаемых трансформаторов.

Данные выключатели необходимо проверять по условиям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}},$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}},$$

где I_{max} – максимально возможный ток цепи, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, А;

- по предельному сквозному току:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}},$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq i_y,$$

- по термической стойкости к токам КЗ:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где $I_{\text{тер}}$ и $t_{\text{тер}}$ – максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого выбранный электроаппарат сможет его выдержать;

W_k – тепловой импульс;

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{откл}} \approx 0,2$ с;

a – константа, $T_a = 0,03$ сек;

По (7) получим:

$$B_k = 27,6^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 175,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбор выключателей по выражениям (2) - (7) сведем в таблицу 6 [16].

Таблица 6 – Сравнение параметров сети и технических характеристик рассматриваемых выключателей

Условия выбора	Параметры сети	Технические характеристики
$I_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ст}} = 13,8$ кВ	$I_{\text{ном}} = 17,5$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	528 А	$I_{\text{ном}} = 6000$ А
$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 28$ кА	$I_{\text{пр.скв}} = 190$ кА
$I_{\text{пр.скв}} \geq I_y$	$I_y = 63$ кА	$I_{\text{пр.скв}} = 190$ кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 175,2$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 63$ кА (3с)

Вывод по разделу.

Выполнен выбор, и проверка выключателей для объекта выпускной квалификационной работы по результатам расчетов выбраны выключатели на стороне генераторного напряжения для трансформаторных групп.

5 Технико-экономический расчёт проекта

Расчёт и выбор трансформаторов из раздела 2 производится с условием, что вырабатываемая мощность гидроагрегатами не будет превышать 130 МВт, однако также предусмотрен запас по мощности исходя из того, что конструктивные особенности позволяют вырабатывать мощность до 145 МВт, но данные цифры являются практически не достижимыми, из-за необходимости напора воды на Жигулёвской ГЭС в 30 метров, однако фактически среднегодовой напор составляет 22 метра, что делает данные показатели нереалистичными.

При этом с учётом данного факта выбираются трансформаторы, которые способны длительно работать в режиме выработки мощности свыше 130 МВт на генератор в целях безопасности и возможности дальнейшего роста мощности вырабатываемой электростанцией.

Устройства РПН (регулирования под напряжением) устанавливаемые на автотрансформаторы АОРДЦТН рассматриваются с точки зрения повышения мобильности регулирования напряжения как на среднем, так и на высоком напряжении данных трансформаторных групп, что в планах может повысить качество электроэнергии в регионе, за счёт более точного регулирования каждого напряжения относительно друг друга [20].

5.1 Расчёт стоимости новых трансформаторов

Выполнение расчётов, исходя из выходной мощности гидроагрегатов 145 МВт, а не 130 МВт нецелесообразно по следующим причинам:

- полагая, что масса трансформатора пропорциональна его мощности, получаем рост массы оборудования трансформаторов и автотрансформаторов на примерно 12%;

- соответственно, на близкие значения (около 10–15%) возрастает цена и последующие затраты на обслуживание и проведение капитальных работ данного оборудования;
- возрастает доля потерь в трансформаторах и автотрансформаторах;
- габариты трансформаторов и автотрансформаторов возрастают по грубым оценкам на примерно 5%, что сказывается на стоимости реконструкции места их установки.

Дополнительных преимуществ использование трансформаторов и автотрансформаторов, рассчитанных исходя из мощности гидроагрегатов 145 МВт не даёт.

В соответствии с техническими условиями предприятия рассматриваются четыре варианта схем замены трансформаторов и автотрансформаторов.

- первый вариант представляет из себя замену трансформаторов и автотрансформаторов на аналогичные увеличенной мощности без оснащения их дополнительным оборудованием (например РПН и ПБВ). Никаких дополнительных работ в течении данной реконструкции не проводится;
- второй вариант – это замена автотрансформаторов и трансформаторов на аналогичные увеличенной мощности с оснащением автотрансформаторов устройствами РПН, но без ПБВ на трансформаторах. Никаких дополнительных работ в течении данной реконструкции не проводится;
- третий вариант – это замена автотрансформаторов и трансформаторов на аналогичные увеличенной мощности с оснащением автотрансформаторов устройствами РПН, но без ПБВ на трансформаторах. Дополнительно проводится установки системы предотвращения взрыва и пожара по типу «Transformer Protector», способный ликвидировать возгорание внутри трансформатора посредством впрыска смеси азота;

- четвёртый вариант – это замена автотрансформаторов и трансформаторов на аналогичные увеличенной мощности с оснащением автотрансформаторов устройствами РПН, но без ПБВ на трансформаторах [26].

Вместе с этим проводятся работы по установке новых противопожарных перегородок между фазами трансформаторных и автотрансформаторных групп 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ, 7ТГ, 8ТГ. На автотрансформаторные группы 1ТГ, 4ТГ и 6ТГ при этом противопожарные перегородки между фазами не устанавливаются. Все фазы трансформаторных и автотрансформаторных групп оснащаются системой предотвращения взрывов и пожаров по типу

5.2 Экономическая целесообразность установки ТРДЦ или ОРДЦ

В связи с установкой однофазных трансформаторов возникает главный вопрос о возможной их замене на трёхфазные трансформаторы соответствующей мощности.

Плюсами данных работ являются:

- стоимость одного трёхфазного трансформатора в теоретических расчётах и его установка будет стоить значительно меньше (на 10–30 %), что обусловлено объединением корпуса сразу трёхфазных обмоток в одном месте что влияет на количество затраченных ресурсов на производство;
- установка и обслуживание одного трёхфазного трансформатора происходит быстрее, так как даже при необходимости больших временных затрат на его обслуживание, время, затрачиваемое на обслуживание трёх однофазных трансформаторов, будет больше из-за необходимости повторять одинаковые действия трижды;
- при установке будет затрачено меньше ресурсов как технических, так и людских, что связано с необходимостью установки одного

трансформатора (например кранам нет необходимости поднимать три раза большие нагрузки и подгонки их под рельсовые тележки).

- снижение требуемых запасов для замены вышедшего из строя оборудования.

Однако появляются минусы данного действия, которые не позволяют так поступить:

- требуется укреплять фундамент и пути, по которым их перемещают при обслуживании и замене. Так как при строительстве Жигулёвской ГЭС по расчётам инженеров было целесообразно устанавливать именно однофазное оборудование для передачи электроэнергии, что не позволяет без капитальных работ установить трансформатор большей мощности;
- необходимость в переборке системы вводов, выводов и вспомогательного оборудования, рассчитанного под установку в места однофазных трансформаторов, что приведёт к необходимости замены участка высоковольтных линий, а также перерасчёт вторичных систем (например системы пожаротушения, системы охлаждения трансформаторов и так далее) с учётом изменения местоположения технических отверстий и изменения принципа их работы в связи с изменением количества подконтрольного оборудования;
- требуется изменение в размещении оборудования, обслуживающего трансформаторы на нижних этажах Жигулёвской ГЭС, таких как масляные насосы, обеспечивающие принудительную циркуляцию масла по системе охлаждения;
- замена огромного количества оборудования, обеспечивающего работу трансформаторов. Замена насосов на более производительные, способные прокачать больше масла в одном большом трансформаторе, а не три независимые системы с резервированием как в случае с однофазными трансформаторами;

- обучение персонала по обслуживанию трансформаторов работе с новым кардинально новым оборудованием, что несёт дополнительные расходы, а также само обслуживание трёхфазных трансформаторов занимает по статистике больше времени, относительно однофазных. Это влияет на время вывода трансформаторной группы из работы на более длительный срок, что влияет на работоспособность всего предприятия;
- производство и транспортировка подобных трёхфазных трансформаторов гораздо сложнее организуемое и затратное мероприятие, что связано напрямую с их размером и весом. Так как в отличие от менее крупных однофазных трансформаторов возможных к перевозке транспорте стандартных параметров, трёхфазные трансформаторы подобной мощностью являются сверхтяжёлым негабаритным грузом, что влечёт за собой необходимость в согласовании перевозки с дорожными службами.

Выводы по разделу.

По результатам расчётов данного раздела разработаны несколько вариантов модернизации главных повышающих трансформаторных групп Жигулёвской ГЭС:

- первый вариант – установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТ 125 МВА; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТ 160 МВт; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА;
- второй вариант – установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТН 125 МВА; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТН 160 МВт; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА;

- третий вариант - установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТН 125 МВА; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТН 160 МВА; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА. Дополнительно оснащение всех трансформаторов устройствами «Transformer Protector» для повышения надёжности и продления их срока эксплуатации.

Данные варианты предусматривают возможные ограничения экономических затрат на проведение подобных капитальных работ и позволяют подобрать максимально безопасное решение как для электрооборудования, так и для персонала с различными ограничениями по бюджету.

Это так же может повлиять на следующие модернизации оборудования с целью доработки решений, принятых в течении данного проекта.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен и разработан проект реконструкции главных трансформаторных групп Жигулёвской ГЭС.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы описана действующая ситуация на объекте выпускной квалификационной работы – Жигулевской ГЭС в текущий момент времени. Определены направления и актуальность выполнения реконструкции с заменой трансформаторов. Определены сложности реализации проекта по реконструкции трансформаторных групп Жигулевской ГЭС определяемые сложностью реализации в связи с огромным количеством вспомогательного оборудования, действующего на станции в данный момент.

Показаны возможные направления решения вопроса реконструкции трансформаторных групп Жигулевской ГЭС с заменой силовых трансформаторов и определены предположительные пути реализации проекта, которые могут быть приняты к рассмотрению в следующих разделах.

В результате выполнения первого раздела поставлены цели выпускной квалификационной работы, которые должны быть достигнуты в течение всего проекта и те решения, что необходимо рассмотреть для модернизации объекта реконструкции с учётом того, что часть систем контроля и автоматизации в данном проекте не рассматривается, в связи с тем, что является другой областью расчётов и проектирования. Поэтому часть оборудования, обычно рассматриваемая совместно с заменой трансформаторов в данном проекте, не затрагивается или затрагивается частично.

На втором этапе выполнения выпускной квалификационной работы для установки на Жигулевской ГЭС выбраны 3 типа трансформаторов марок АОРДЦТ 125 МВА, АОРДЦТ 160 МВА и ОРДЦ 160 МВА. Два вида однофазных автотрансформаторов мощностью 125 МВА и 160 МВА, а также однофазный трансформатор мощностью 160 МВА. Произведён анализ подобранного оборудования и подтверждён выбор.

Для каждой трансформаторной группы подобраны три однофазных трансформатора или три однофазных автотрансформатора.

Данные типы трансформаторов были выбраны по следующим параметрам:

- соответствуют требуемой номинальной мощности для максимально возможной выдачи электроэнергии генераторами с наименьшими потерями;
- использование минимального количества типов трансформаторов снижает потребности в обучении персонала по обслуживанию нескольких видов оборудования;
- выбор автотрансформаторов для линий 1, 4, 7, 8 необходим для корректной работы линий на два различных вида напряжения и при этом снижение затрат при замене и обслуживании в сравнении с трансформаторами классической компоновки;
- установка данных типов автотрансформаторов связана с конструктивными особенностями места их установки
- выбор мощности трансформаторов обусловлен нормированной шкалой значений мощностей трансформаторов.

На третьем этапе выполнения выпускной квалификационной работы выполнен расчет токов короткого замыкания с использованием современных программных комплексов. Расчет токов короткого замыкания позволил определить необходимость замены коммутационного оборудования на Жигулевской ГЭС при замене трансформаторов. Выполнен выбор, и проверка выключателей для объекта выпускной квалификационной работы по результатам расчетов выбраны выключатели на стороне генераторного напряжения для трансформаторных групп. Выбор генераторных выключателей напрямую связан с заменой трансформаторов из-за повышения мощности, выдаваемой генераторами после реконструкции.

На четвертом этапе выполнения выпускной квалификационной работы были подобраны наиболее подходящие трансформаторы, исходя их

действующих нормативов и технико-экономической базы электростанции, а также подобрано оборудование, необходимое для корректной работы новых трансформаторов.

По результатам проекта разработаны несколько вариантов модернизации главных повышающих трансформаторных групп Жигулёвской ГЭС:

- первый вариант – установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТ 125 МВА; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТ 160 МВА; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА;
- второй вариант – установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТН 125 МВт; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТН 160 МВА; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА.
- третий вариант - установка трансформаторов и автотрансформаторов: первая трансформаторная группа – АОРДЦТН 125 МВт; четвёртая, седьмая и восьмая трансформаторные группы – АОРДЦТН 160 МВА; вторая, третья, пятая и шестая трансформаторные группы – ОРДЦТ 160 МВА. Дополнительно оснащение всех трансформаторов устройствами «Transformer Protector» для повышения надёжности и продления их срока эксплуатации.

По результатам выпускной квалификационной работы разработан проект замены трансформаторов Жигулевской ГЭС и рассмотрены наиболее подходящие варианты, соответствующие определённым технико-экономическим условиям.

Список используемой литературы

- Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- фонин В. В., Набатов К. А. Электрические станции и подстанции. Часть 2: учебное пособие в 3-х частях. Тамбов: ТГТУ, 2017. 96 с.
- улат В. Н., Мазуркевич И. И. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 1: методическое пособие. Минск: БНТУ, 2014. 55 с
- айсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: ЮУрГУ, 2002.
- ОСТ 14209–85 (СТ СЭВ 3916–82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. - Москва: Стандартинформ, 2019. - 30 с.
- ОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. Утверждён и введён в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 сентября 1985 г. №3054. 38 с.
- уревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич. – Москва: Энергия, 2019. 408 с.
- олмыков С.А., Давыдов А. С. Актуализация проектной документации «Разработка проекта замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов 1-8 ТГ Жигулёвской ГЭС». Проектная документация. Раздел 1. Том 1. ВОЛГАЭНЕРГОПРОЕКТ, 2016. 211 с.
- удрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2019. 352 с.
- удрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин. - М.: МЭИ, 2018. 412 с.
- уско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Энергия, 2018. 336 с

азуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с

ОО «Альфа». Проведение публичного технологического и ценового аудита объектов инвестиционной программы: «Комплексная модернизация гидромеханического оборудования Жигулёвской ГЭС. Филиал ПАО «РусГидро». URL:

<https://storage.yandexcloud.net/storage.rushydro.ru/iblock/516/516898c04b529aabdb14a222799c4e59/Otchet-o-rezultatah-TTsA-GMO-Zhigulevskoj-GES.pdf> (Дата обращения 25.03.2024)

АО «РусГидро». Программа комплексной модернизации Жигулёвской ГЭС. URL: <https://zhiges.rushydro.ru/branch/activity/cmp/> (Дата обращения

Д 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. 98 с.

таршинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М. : МЭИ, 2015. 296 с

хемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения: СТО 59012820- 29.240.30.003-2009: утв. и введ. в действие ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2009. Москва : ОАО «СО ЕЭС», 2009. 132 с.

ехническая документация трансформаторов. Тольяттинский трансформатор URL: <https://www.transformator.com.ru /ttproduction/transform/145/1636/> (Дата обращения 15.03.2024)

айбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: 4-е изд., перераб. и доп. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с

h

ingelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und

В

d

r

0

22. Dalziel C.F., Lee W. Electricity, and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 50.

energyCS. Средства моделирования и автоматизации расчётов токов КЗ, проектирования электрических систем любой сложности. URL: https://www.energycs.pro/?utm_source=yandex&utm_medium=cpc&utm_campaign=poisk_brend&utm_content=15679391721&utm_term=energycs&yclid=5457354151908081663#menuopen (Дата обращения 01.03.2024)

ETAP. Средства автоматического моделирования и расчётов электрических сетей. URL: <https://etap.com/solutions/system-modeling-visualization> (Дата обращения 01.03.2024)

European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for E

NERGI Transformer protector Средства защиты трансформаторов. URL: <https://sergi-tp.com/ru/решения/transformer-protector/> (Дата обращения

о

р

е

,

s

E

l

e

c

t

r

i

c

i

t

у

N