

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ

Студент

М.А. Дегтярев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

Аннотация

В настоящей бакалаврской работе рассмотрению подлежит электрохозяйство тепловой, пылеугольной, конденсационной, городской районной электростанции (далее по тексту ГРЭС) – Черепетской, входящей в состав группы АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Объект бакалаврской работы - электрическая часть Черепетской ГРЭС напряжением 220/110/6 кВ.

В работе представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов электрической сети, к которой подключена Черепетская ГРЭС, для зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 г. с перспективой до 2025 г. и для летнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 г. с перспективой до 2025 г.

На основании результатов расчета электроэнергетических режимов электрической сети и анализа полученных результатов, принято решение о замене силовых трансформаторов и произведен их выбор, также выбрано и проверено основное электрооборудование распределительных устройств соответствующих напряжений. В завершение работы приведена структура комплекса релейной защиты и автоматики новых силовых трансформаторов Черепетской ГРЭС, и произведен расчет защит данных трансформаторов.

Принятые решения позволят обеспечить достаточную надежность электроснабжения потребителей Черепетской ГРЭС и удовлетворить необходимый спрос электрической энергии и мощности.

Бакалаврская работа включает в себя 64 страницы текста и графические материалы, выполненные на 6 чертежах формата А1. Содержание бакалаврской работы включает в себя 2 рисунка, 18 таблиц, 28 библиографических источников.

Содержание

Введение.....	5
1 Сокращенная характеристика Черепетской ГРЭС	8
2 Анализ существующей ситуации. Планы развития Черепетской ГРЭС	12
2.1 Анализ существующей ситуации	12
2.2 Планы развития Черепетской ГРЭС	12
2.2.1 Решения по электрооборудованию ОРУ 220, 110, 6 кВ	12
2.2.2 Решения по электрической схеме Черепетской ГРЭС	13
3 Баланс мощностей энергосистемы Тульской области	14
4 Расчет электроэнергетических режимов электрической сети Тульской области	17
4.1 Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 год ..	18
4.2 Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2025 год ..	20
5 Выбор мощности и типа силовых трансформаторов Черепетской ГРЭС	22
5.1 Расчет силового трансформатора мощностью 125000 кВА	23
5.2 Расчет силового трансформатора мощностью 250000 кВА	27
5.3 Сравнение технико-экономических расчетов трансформаторов АТДЦТН-125000 кВА и АТДЦТН-250000 кВА	29
6 Токи короткого замыкания на Черепетской ГРЭС	30
7 Выбор и проверка основного электрооборудования Черепетской ГРЭС	35
7.1 Основные расчетные условия проверки электрооборудования Черепетской ГРЭС	35
7.2 Проверка основного электрооборудования Черепетской ГРЭС	39

8 Релейная защита Черепетской ГРЭС	41
8.1 Общие сведения о релейной защите	41
8.2 Комплекс релейной защиты трансформаторов АТДЦТН-125000 кВА Черепетской ГРЭС	42
8.3 Комплекс релейной защиты высоковольтных выключателей 220 кВ и 110 кВ Черепетской ГРЭС	43
8.4 Комплекс релейной защиты ошиновки 220 кВ и 110 кВ Черепетской ГРЭС	43
8.5 Комплекс релейной защиты КРУ 6 кВ Черепетской ГРЭС	43
8.5.1 Защита от дуговых замыканий 6 кВ на Черепетской ГРЭС	45
8.5.2 Логическая защита сборных шин 6 кВ Черепетской ГРЭС	46
8.5.3 Автоматическое введение резерва 6 кВ Черепетской ГРЭС	46
8.6 Расчет релейной защиты трансформаторов Черепетской ГРЭС	47
Заключение	60
Список используемых источников	61

Введение

Черепетская ГРЭС является крупнейшим объектом электроэнергетики Тульской области. Черепетской ГРЭС было присвоено имя Дмитрия Георгиевича Жимерина, первого министра электрических станций СССР, доктора технических наук, заслуженного деятеля СССР в области электроэнергетики.

Паротурбинное оборудование Черепетской ГРЭС, на момент ввода в эксплуатацию, в 1953 году, было уникальным и не имело аналогов ни в СССР, ни в Европе. Расчетное давление паротурбин составляло 170 атмосфер (сверхвысокое давление), а рабочая температура 550° С [24, 22]. Мощность Черепетской ГРЭС достигла своего пика в 1500 МВт за 13 лет, в период с 1953 по 1966 гг. Пиковое значение мощности 1500 МВт, удалось получить за счет постепенного, последовательного ввода в работу ряда энергоблоков (4 энергоблока по 150 МВт и 3 энергоблока по 300 МВт) [23, 17].

Для строительства Черепетской ГРЭС было выбрано стратегически правильное местоположение: с точки зрения близкого расположения угольных бассейнов – Подмосковский угольный бассейн, в начале (низкое качество угля), в настоящий момент Кузбасский угольный бассейн; с точки зрения расположения потребителей – стык множества областей - Тульская, Брянская, Калужская, Московская и Орловская область. С учетом вышеобозначенного, единственным городом, подходящим под описанные условия, оказался город Суворов, в котором и была построена Черепетская ГРЭС. Город Суворов находится юго-западнее города Тула [22].

На сегодняшний день Черепетская ГРЭС, с учетом введенных ранее в 2014 – 2015 гг. энергоблоков № 8 и № 9, снизила свою электрическую мощность до 450 МВт. Энергоблоки №1 - №7 были выведены из эксплуатации, в начале 2017 г., в связи с устареванием и крайне низкой эффективностью (малый коэффициент использования установленной мощности турбоагрегатов). Новые энергоблоки, № 8 и № 9 имеют

коэффициент использования, более чем в два раза превышающий коэффициент использования, выведенных из эксплуатации энергоблоков [22].

Несмотря на значительное снижение установленной мощности, Черепетская ГРЭС все также сохраняет стратегически важное положение в энергосистеме Центра России и продолжает обеспечивать надежность её функционирования. Черепетская ГРЭС частично покрывает пик нагрузки Тульской, Брянской, Калужской, Московской и Орловской областей. Количество электроэнергии, ежегодно вырабатываемой Черепетской ГРЭС, достигает значения в 3 млрд кВт·ч, а отпуск тепла, являющийся побочным для электростанции, достигает значения в районе 150 тыс. Гкал [23, 17].

Тульская область, в которой расположена Черепетская ГРЭС, является динамично развивающимся индустриальным регионом. Базовыми производствами для Тульской области являются: металлургия, машиностроение и химия. Индексы роста производств постепенно увеличиваются каждый год. В Тульской области постоянно реализуются инвестиционные проекты в различных отраслях производства [1].

Доля городского населения Тульской области превышает значение в 75 % и стремительно растет каждый год [1].

Умеренный рост производств и рост доли городского населения, все это увеличивает электропотребление Тульской области. В данных условиях, надежное электроснабжение потребителей становится все более важной задачей.

Но в энергосистеме Тульской области существует одна значительная проблема, которая не позволит с достаточной степенью надежности обеспечивать потребителей электроэнергией. Это высокий физический износ объектов электросетевого хозяйства. Данная проблема не обошла стороной Черепетскую ГРЭС. При строительстве новых энергоблоков № 8 и № 9, и выводе из эксплуатации старых энергоблоков, не учитывалось состояние трансформаторного оборудования и оборудования распределительных

устройств. Данное оборудование, за годы эксплуатации, сильно износилось [1].

С учетом крайне высокой важности Черепетской ГРЭС, как электроэнергетического объекта, остро встает вопрос о реконструкции электрической части Черепетской ГРЭС.

На основании всего вышесказанного, цель настоящей бакалаврской работы формулируется следующим образом: повышение надежности электроснабжения потребителей Черепетской ГРЭС.

Выполнение цели бакалаврской работы можно обеспечить решением следующих основных задач:

- расчет электроэнергетических режимов электрической сети Тульской области в настоящий момент и на перспективу до 2025 года;
- анализ полученных результатов, в части их влияния на Черепетскую ГРЭС, и формулировка основных технических решений;
- реализация технических решений путем проведения технико-экономических и технических расчетов.

1 Сокращенная характеристика Черепетской ГРЭС

Черепетская ГРЭС имени Жимерина Дмитрия Георгиевича построена на северо-западной окраине г. Суворов Тульской области по адресу: улица Николая Островского, дом № 1а. Географические координаты Черепетской ГРЭС - 54.138228, 36.477471. На рисунке 1 представлено расположение Черепетской ГРЭС относительно г. Суворов и реки Черепеть.



Рисунок 1 – Расположение Черепетской ГРЭС

Черепетская ГРЭС является филиалом АО «Интер РАО – Электрогенерация». Обслуживание электрохозяйства выполняется местным персоналом Черепетской ГРЭС.

Черепетская ГРЭС введена в эксплуатацию в 1953 году. На момент запуска и в течение последующих тринадцати лет, установленная мощность электростанции достигла значения 1500 МВт. Такое значение мощности

достигнуто при помощи следующего генерирующего оборудования:

- четыре дубль-блока № 1 – 4 из турбоагрегатов К-140-160 установленной мощностью по 140 МВт каждый, а также котлы ТП-240 и генераторы ТВ2-15-2;

- два энергоблока ст. № 5 и ст. № 6 с установленной мощностью по 300 МВт каждый;

- один энергоблок ст. № 7 с установленной мощностью 265 МВт.

Как уже ранее было отмечено, на данный момент, энергоблоки № 1 – 7 выведены из эксплуатации: сначала подверглись консервации энергоблоки ст. № 5 и ст. № 6 мощностью по 300 МВт, затем были демонтированы четыре дубль-блока № 1 – 4 по 140 МВт, последним был демонтирован энергоблока ст. № 7 мощностью 265 МВт. В работе остались энергоблоки № 8 и № 9, введенные в эксплуатацию в 2014 – 2015 гг., общая установленная мощность которых составляет 450 МВт.

Площадь открытых распределительных устройств (далее по тексту ОРУ) 220 кВ и 110 кВ в пределах ограды составляет 46400 м².

Потребители Черепетской ГРЭС относятся, по типу, к городской нагрузке, что предполагает наличие всех категорий потребителей по надежности электроснабжения: I – первая, II – вторая, III – категория [7]. Потребители Черепетской ГРЭС относятся, по характеру, к коммунально-бытовой и промышленной нагрузке.

Черепетская ГРЭС является источником питания, соответственно воздушные линии (далее по тексту ВЛ), двух классов напряжений 220 кВ и 110 кВ, исходят от ГРЭС в различных направлениях, таких как Тульская, Брянская, Калужская и Орловская энергосистемы.

Перечень исходящих ВЛ 220 кВ от Черепетской ГРЭС:

- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Орбита» (Калужская энергосистема), протяженностью 38,8 км;

- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ, протяженностью 57,4 км;

- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Спутник» (Калужская энергосистема), протяженностью 65,9 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Шипово», протяженностью 67,54 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Тула», протяженностью 78,4 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Электрон» (Калужская энергосистема), протяженностью 96,2 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Мценск» (Орловская энергосистема), протяженностью 109,2 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Цементная» (Брянская энергосистема), протяженностью 164,5 км;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Литейная» (Калужская энергосистема), протяженностью 167,5 км.

Перечень исходящих ВЛ 110 кВ от Черепетской ГРЭС:

- ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Шепелево Южная» (Калужская энергосистема), протяженностью 35,3 км;
- ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Шепелево Северная» (Калужская энергосистема), протяженностью 35,3 км;
- ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Агеево» (Калужская энергосистема), протяженностью 20,7 км;
- ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Ушатово»), протяженностью 10 км;
- ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Суворов», протяженностью 1,6 км.

По типу, Черепетская ГРЭС относится к тепловой, пылеугольной, конденсационной электростанции. Энергия сжигаемого топлива в котле (уголь в пылевидном состоянии) нагревает питающую воду, которая протекает в котле по трубопроводам, вода нагревается и превращается в перегретый пар сверхвысокого давления и затем подается в турбину. Турбина вращается, приводит в движение ротор генератора, кинетическая

энергия которого преобразуется в электрический ток. Отработанный пар далее попадает в конденсатор и преобразуется в воду. Конденсатор создает глубокое разрежение воздуха (вакуум), за счет которого обеспечивается движение пара и вращение турбины [17, 18].

На Черепетской ГРЭС ОРУ 220 кВ выполнено по не типовой электрической схеме «Две рабочие системы шин». Данное решение было выбрано Московским отделением проектного института «Теплоэлектропроект» и согласовано с Государственной экспертизой. ОРУ 110 кВ выполнено по типовой электрической схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» [10].

На ОРУ Черепетской ГРЭС, в данный момент, на энергоблоках № 8 и № 9 функционируют однофазные трансформаторные группы с трансформаторами типа ОДГ-60000/220 кВА общей мощностью 180 МВт. На стороне 6 кВ трансформаторных группы установлены вольтдобавочные регулировочные трансформаторы ТДНГУ-63000/6 и токоограничивающие реакторы [27].

Все электрооборудование ОРУ Черепетской ГРЭС защищено от прямых ударов молнии. Для этого используются существующие молниеотводы, как отдельно стоящие, так и установленные на порталах (линейных и трансформаторных). В соответствии с информацией в [8], молниезащита Черепетской ГРЭС относится к уровню I от поражения прямого удара молнии, а уровень надежности зоны молниезащиты равен 0,99.

2 Анализ существующей ситуации. Планы развития Черепетской ГРЭС

2.1 Анализ существующей ситуации

На Черепетской ГРЭС, на данный момент, в работе находятся два энергоблока № 8 и № 9, с установленными мощностями каждого по 225 МВт. Каждый из энергоблоков состоит из турбоагрегата К-225-12,8-4Р и котла Еп-630-13,8-565/570 (КТ) с номинальной паропроизводительностью 630 т/ч. Тип генератора каждого энергоблока – ТЗФП-220-2У3. Также, побочно, энергоблоки осуществляют отпуск тепловой мощности, суммарная установленная тепловая мощностью которых составляет 130 Гкал/ч.

Электрическая часть Черепетской ГРЭС представляет собой две группы из однофазных трансформаторов суммарной мощностью по 180 МВА с трансформаторами связи мощностью по 60 МВА и реакторами. Релейная защита оборудования выполнена на электромеханической элементной базе.

Существующее оборудование устарело и требует замены на новое.

Для обеспечения необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей Черепетской ГРЭС необходимо произвести реконструкцию электрической части ГРЭС с заменой основного электрооборудования и связей (шинный мост, пролеты ВЛ), а также заменить релейную защиту.

2.2 Планы развития Черепетской ГРЭС

2.2.1 Решения по электрооборудованию ОРУ 220, 110, 6 кВ

Две однофазные трансформаторные группы № 1 и № 3 мощностью по 180 МВА каждая, которые состоят из шести однофазных трансформаторов, подлежат демонтажу и замене на два трехфазных трехобмоточных трансформатора необходимой мощности (будет определена в п. 5 настоящей бакалаврской работы).

Установка новых трансформаторов позволит обеспечить необходимый уровень надежности электроснабжения потребителей Черепетской ГРЭС. Для подключения устройств РЗА, РАС, телеизмерений и учёта в цепях автотрансформаторов предусмотрены встроенные трансформаторы тока с четырьмя вторичными обмотками по сторонам ВН, СН и НН, а также в общей обмотке со стороны нейтрали

Два вольтдобавочных регулировочных трансформатора связи мощностью 60 МВА и токоограничивающие реакторы заменяются на новые трансформаторы и реакторы аналогичной мощности.

Комплектное распределительное устройство (далее по тексту КРУ) напряжением 6 кВ, состоящее из 32-х ячеек, будет заменено на аналогичное новое.

Для защиты всего нового вводимого электрооборудования на Черепетской ГРЭС, предполагается создание новой системы релейной защиты на микропроцессорной элементной базе.

2.2.2 Решения по электрической схеме Черепетской ГРЭС

Существующие, на Черепетской ГРЭС, электрические схемы (ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ) в соответствии с указаниями и рекомендациями [10], удовлетворяют всем необходимым требованиям и в изменениях не нуждаются.

Схема ОРУ 220 кВ «Две рабочие системы шин», нетиповая схема.

Схема ОРУ 110 кВ «Две рабочие и обходная системы шин» [10], типовая № 110-13Н.

Схема закрытого распределительного устройства (далее по тексту ЗРУ) 6 кВ Черепетской ГРЭС остается также без изменений. Схема ЗРУ 6 кВ «Одна, секционированная выключателями, система шин» [10], типовая схема.

3 Баланс мощностей энергосистемы Тульской области

Энергосистема Тульской области является частью энергетической системы Центра. Функционирование энергосистемы Тульской области происходит параллельно Единой Энергетической Системе России (далее по тексту ЕЭС России).

В России, функцию управления электроэнергетическими режимами ЕЭС возложена на АО «Системный оператор единой энергетической системы» (далее по тексту АО «СО ЕЭС»). В каждом регионе России у АО «СО ЕЭС» есть свой филиал. В Тульской области управление осуществляется филиалом АО «СО ЕЭС» - Тульским региональным диспетчерским управлением (далее по тексту РДУ). Тульское РДУ входит в состав объединенного диспетчерского управления (далее по тексту ОДУ) Центра, которое также является филиалом АО «СО ЕЭС».

«Электроэнергетическая система Тульской области представлена следующими энергетическими компаниями:

- Черепетская ГРЭС;
- Алексинская ТЭЦ;
- АО «Алексинская электросетевая компания»;
- филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго»;
- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - «Приокское предприятие магистральных электрических сетей (далее по тексту ПМЭС);
- филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»;
- ООО «Щекинская ГРЭС»;
- ОАО «Щекинская городская электрическая сеть»;
- АО «Тульские городские электрические сети»;
- ООО «Энергосеть»;
- ООО «ПромЭнергоСбыт» [1].

В Тульской области также есть небольшое число предприятий, на территории которых функционируют их собственные электростанции.

Данные предприятия представлены далее:

- Теплоэлектроцентраль паровоздушной станции (далее по тексту ТЭЦ ПВС) ПАО «Тулачермет». Установленная мощность составляет 101,5 МВт;
- ТЭЦ ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод». Установленная мощность составляет 24 МВт;
- ТЭЦ «Первомайская». Установленная мощность составляет 105 МВт;
- ТЭЦ филиал ПАО «Щекиназот» - «Ефремовская». Установленная мощность составляет 6 МВт.

В соответствии с [1], в таблице 1, за период 2016 – 2018 гг., представлено изменение потребления электрической энергии и изменение максимума нагрузки энергосистемы Тульской области.

Таблица 1 – Потребление электрической энергии, максимумы нагрузки энергосистемы Тульской области за период 2016 – 2018 гг.

Наименование потребляемого показателя	2016 год	2017 год	2018 год
Электропотребление, млрд. кВт·ч	9,965	9,851	10,023
Максимум нагрузки, МВт	1537	1549	1552

В соответствии с [1], в таблице 2, за период 2019-2024 гг., представлено прогнозное изменение потребления электрической энергии и изменение максимума нагрузки энергосистемы Тульской области.

Таблица 2 – Потребление электрической энергии, максимумы нагрузки энергосистемы Тульской области за период 2019 – 2024 гг.

Наименование потребляемого показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Электропотребление, млрд. кВт·ч	10,080	10,681	11,042	11,243	11,302	11,344
Максимум нагрузки, МВт	-	1681	1751	1763	1775	1777

Общее значение установленной мощности всех генерирующих электростанций Тульской области, по состоянию на 31 декабря 2018 г. составляет 1542,15 МВт. До вывода из эксплуатации мощностей Черепетской ГРЭС и мощностей прочих энергообъектов Тульской области, по состоянию на 31 декабря 2015 г., общее значение установленной мощности всех электростанций составляло 2917,2 МВт. Общее значение установленной мощности уменьшилась на 1375 МВт.

Установленная мощность всех электростанций Тульской области, по состоянию на 31 декабря 2019 г., представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Установленная мощность всех электростанций Тульской области по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Черепетская ГРЭС	450
Щекинская ГРЭС	400
Новомосковская ГРЭС	233,7
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиназот»	105
Ефремовская ТЭЦ	160
Алексинская ТЭЦ	62
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5
ТЭЦ ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24
ТЭЦ	6
ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиназот»	102
Итоговое значение	1542,15

По таблице 3 видно, что Черепетская ГРЭС, несмотря на вывод из эксплуатации большинства генераторов, является наиболее крупной электростанцией Тульской области, на её долю приходится 29,18 % или треть от общего значения установленной мощности.

4 Расчет электроэнергетических режимов электрической сети Тульской области

Любая электрическая сеть состоит из множества электростанций и подстанций, линий электропередачи, воздушных или кабельных, а также из нагрузки, что в значительной степени осложняет расчет электроэнергетических режимов данной сети. Расчет электроэнергетических режимов электрической сети невозможен без применения программных комплексов.

Единственным программным комплексом, способным рассчитать электроэнергетические режимы любой электрической сети, является комплекс расчета и анализа установившихся режимов энергосистем «RastrWin-3». Данный программный комплекс является платным программным обеспечением, разработанным Екатеринбургским фондом «Фонд им. Д.А. Арзамасцева» [20].

Все расчеты по программному комплексу «RastrWin-3» выполняются в полном соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [6], разработанными АО «СО ЕЭС» России.

В настоящей бакалаврской работе представлены результаты расчетов и анализ результатов расчетов. Расчеты выполнены филиалом АО «СО ЕЭС» - ОДУ Центра для ЕЭС Центра и Тульской энергосистемы в частности [1].

В качестве расчетных режимов взяты режимы летнего максимума нагрузок рабочих дней и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 год. Расчеты учитывают прогнозируемое значение увеличения энергопотребления, а также планируемые, в ближайшем будущем (до 5-ти лет – 2025 год), вводы генерирующего электрооборудования и сетевого электрооборудования согласно [1, 22]. Существующие группы из однофазных трансформаторов, в расчетах представлены одним трансформатором.

Для дальнейшего выбора технических характеристик

электрооборудования ОРУ 220, 110, 6 кВ Черепетской ГРЭС, в настоящей бакалаврской работе представлены результаты расчета электроэнергетических режимов электрической сети в зоне влияния Черепетской ГРЭС. Расчеты были выполнены для нормального и ремонтного режима работы электрической сети, в том числе рассчитан послеаварийный режим работы электрической сети.

Зона влияния Черепетской ГРЭС в разрезе класса напряжения 220 кВ представлена на рисунке 2.

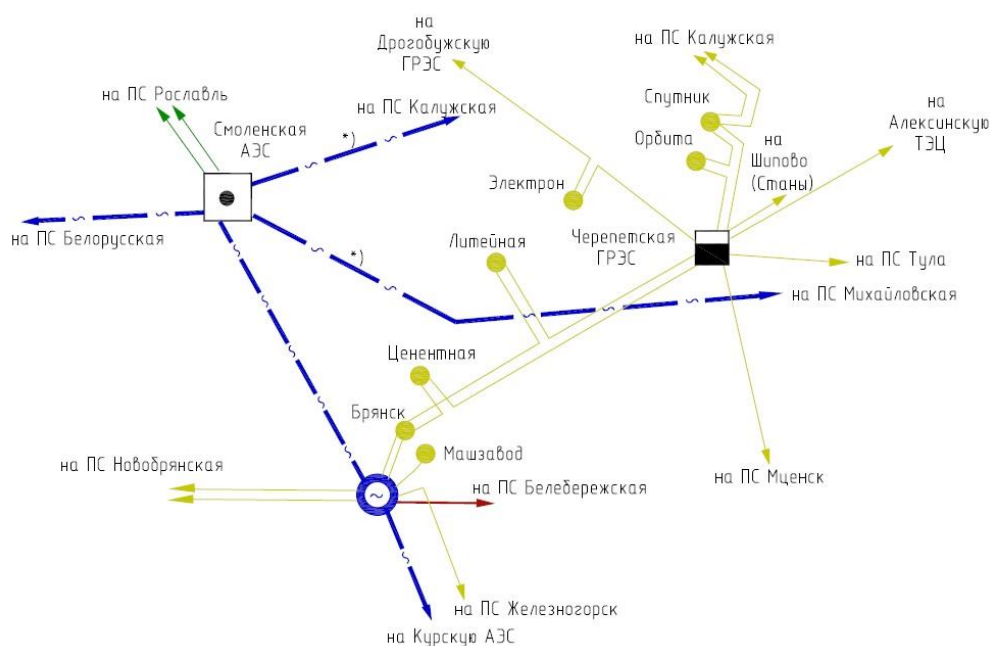


Рисунок 2 – Зона влияния Черепетской ГРЭС в разрезе класса напряжения 220 кВ

4.1 Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 год

В таблице 4 представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов, для летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 год, Тульской энергосистемы. В таблице приведены наихудшие расчетные

условия, учитывающие нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы.

Таблица 4 - Результаты расчетов электроэнергетических режимов, для летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2019 год, Тульской энергосистемы

Номер ветви	Расчетная ветвь	Единица измерения	Летний максимум нагрузок	Зимний максимум нагрузок	Длительно допустимый ток
1	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Литейная»	МВА / %	30 / 3	25 / 2	1064 А
2	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Цементная»	МВА / %	60 / 3	66 / 7	1000 А
3	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Станы»	МВА / %	100 / 10	90 / 9	1000 А
4	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Мценск»	МВА / %	135 / 11	127 / 10	1219 А
5	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Спутник»	МВА / %	263 / 25	165 / 16	1064 А
6	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Электрон»	МВА / %	265 / 25	247 / 23	1064 А
7	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Алексин»	МВА / %	269 / 27	256 / 26	1000 А
8	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Орбита»	МВА / %	-	324 / 30	1064 А
9	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Тула»	МВА / %	432 / 43	424 / 42	1000 А
10	Автотрансформатор 220/110 кВ энергоблока № 8 Черепетской ГРЭС	МВА / %	81 / 65	105 / 84	-
11	Автотрансформатор 220/110 кВ энергоблока № 9 Черепетской ГРЭС	МВА / %	81 / 65	-	-

Проанализировав результаты данных таблицы 4 можно сделать вывод о том, что загрузка ВЛ электрической сети Тульской энергосистемы, в зоне влияния Черепетской ГРЭС, находится в пределах допустимых параметров.

4.2 Результаты расчетов электроэнергетических режимов

летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2025 год

В таблице 5 представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов, для летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2025 год, Тульской энергосистемы. В таблице приведены наихудшие расчетные условия, учитывающие нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы, а также учтены вводы генерирующего и сетевого электрооборудования.

Таблица 5 - Результаты расчетов электроэнергетических режимов, для летнего и зимнего максимума нагрузок рабочих дней за 2025 год, Тульской энергосистемы

Номер ветви	Расчетная ветвь	Единица измерения	Летний максимум нагрузок	Зимний максимум нагрузок	Длительно допустимый ток
1	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Литейная»	МВА / %	30 / 3	25 / 2	1064 А
2	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Цементная»	МВА / %	58 / 6	64 / 6	1000 А
3	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Станы»	МВА / %	85 / 9	75 / 8	1000 А
4	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Мценск»	МВА / %	160 / 13	153 / 13	1219 А
5	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Спутник»	МВА / %	253 / 24	156 / 15	1064 А
6	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Электрон»	МВА / %	259 / 24	275 / 26	1064 А
7	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Алексин»	МВА / %	261 / 26	249 / 25	1000 А
8	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Орбита»	МВА / %	-	325 / 31	1064 А
9	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – ПС «Тула»	МВА / %	447 / 45	441 / 44	1000 А
10	Автотрансформатор 220/110 кВ энергоблока № 8 Черепетской ГРЭС	МВА / %	84 / 67	109 / 87	-
11	Автотрансформатор 220/110 кВ энергоблока № 9 Черепетской ГРЭС	МВА / %	84 / 67	-	-

Проанализировав результаты данных таблицы 5 можно сделать вывод о том, что загрузка ВЛ электрической сети Тульской энергосистемы, в зоне влияния Черепетской ГРЭС, находится в пределах допустимых параметров.

В таблицах 4 и 5 приведены результаты расчетов основные режимы работ электрической сети в зоне влияния Черепетской ГРЭС.

Филиал АО «СО ЕЭС» - ОДУ Центра, параллельно вышеприведенным расчетам, производил множеством других расчетов, с различными сценариями поведения электрической сети Тульской энергосистемы. Данные расчеты не приведены в настоящей бакалаврской работе ввиду громоздкости и бессмысленности их представления в полном объеме. Из всех возможных сценариев возьмем для рассмотрения наихудший, при котором происходит отключение одного из трансформаторов Черепетской ГРЭС.

При отключении одного из трансформаторов на Черепетской ГРЭС, а именно при аварийном отключении, в зимнем максимуме нагрузок рабочего дня 2025 года, другой трансформатор испытывает перегрузку равную 127 % от номинальной мощности трансформатора.

Основываясь на результатах расчета наихудшего из возможных сценариев поведения электрической сети Тульской энергосистемы, необходимо рассмотреть варианты замены существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

5 Выбор мощности и типа силовых трансформаторов Черепетской ГРЭС

Выбор силового трансформатора для установки на Черепетской ГРЭС, производится в соответствии с методикой [3].

Для подстанции, состоящей из двух силовых трансформаторов, в соответствии с указаниями [3], расчет необходимой номинальной мощности $S_{\text{ном.Т}}$ трансформатора следует производить по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max ПС}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{max ПС}}$ – максимальная мощность подстанции, равная 175000 кВА.

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot 175000 = 123000 \text{ кВА}.$$

В соответствии с указаниями в [3], для расчетов принимаются два значения мощности силовых трансформаторов, близких к полученному значению и следующих выше по шкале стандартных номинальных мощностей трансформаторов. В данном случае это 125000 кВА и 250000 кВА.

Тип, принимаемого к установке трансформатора, АДЦТН. Это трехфазный трехобмоточный трансформатор с системой охлаждения выполненной дутьем и принудительной циркуляцией масла с устройством регулирования напряжения под нагрузкой. Данный тип трансформаторов наиболее распространен на электроэнергетических объектах для выбранных номинальных мощностей трансформаторов.

5.1 Расчет силового трансформатора мощностью 125000 кВА

Параметры силового трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/6 кВА взяты из [13] и приведены далее:

- потери холостого хода $\Delta P_{x.x.} - 34$ кВт;
- потери короткого замыкания $\Delta P_{к.з.ВН-СН} - 277$ кВт;
- потери короткого замыкания $\Delta P_{к.з.ВН-НН} - 210$ кВт;
- потери короткого замыкания $\Delta P_{к.з.СН-НН} - 220$ кВт;
- напряжение короткого замыкания ВН-СН $\Delta U_{к.з.ВН-СН} - 10,96$ %;
- напряжение короткого замыкания ВН-НН $\Delta U_{к.з.ВН-НН} - 42,33$ %;
- напряжение короткого замыкания СН-НН $\Delta U_{к.з.СН-НН} - 27,86$ %;
- ток холостого хода $I_{x.x.} - 0,4$ %.

«Приведенные потери мощности определяются из формулы:

$$P'_T = P'_{x.x.} + k_{3,в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{3,с}^2 \cdot P'_{к.с} + k_{3,н}^2 \cdot P'_{к.н}, \quad (2)$$

где $P'_{x.x.}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода;

k_{3i} - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора;

P'_{ki} - приведенные потери активной мощности обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания» [3].

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода определяются из формулы:

$$P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + k_{un} \cdot Q_{x.x.}, \quad (3)$$

где k_{un} - коэффициент изменения потерь, равный 0,05 кВт/квар и определяемый из [3];

$$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} - \text{потери реактивной мощности}$$

трансформатора в режиме холостого хода, равные 500 квар» [3].

$$P'_{x.x} = 34 + 0,05 \cdot 500 = 59 \text{ кВт.}$$

«Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора определяются из формулы:

$$k_3 = \frac{S_{\text{обм.и}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{обм.и}} = S_{\text{обм.ВН/СН/НН}}$ - расчетные нагрузки соответствующих ступеней годового графика нагрузки трансформатора» [3].

$$k_{3.В.} = 0,98,$$

$$k_{3.С.} = 0,59,$$

$$k_{3.Н.} = 0,39.$$

«Приведенные потери мощности обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются из формулы:

$$P'_{\text{к.и}} = P_{\text{к.з.и}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.и}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{к.з.и}} = P_{\text{к.з.В}} = P_{\text{к.з.С}} = P_{\text{к.з.Н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{к.з.ВН-НН}}$ - потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузке, равные 105 кВт;

$$Q_{\text{к.и(В,С,Н)}} = \frac{U_{\text{к.и(В,С,Н)}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} - \text{потери реактивной мощности в}$$

режиме короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора;

$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн})$ - напряжение к.з.
 обмотки высокого напряжения трансформатора;
 $U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн})$ - напряжение к.з.
 обмотки среднего напряжения трансформатора;
 $U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн})$ - напряжение к.з.
 обмотки низшего напряжения трансформатора» [3].

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (42,33 + 10,96 - 27,86) = 12,715\% ;$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,96 + 27,86 - 42,33) = 0\% ;$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (42,33 + 27,86 - 10,96) = 29,615\% ;$$

$$Q_{к.в} = \frac{12,715}{100} \cdot 125000 = 15893,75 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 125000 = 0 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.н} = \frac{29,615}{100} \cdot 125000 = 37018,75 \text{ квар} ;$$

$$P'_{к.в} = 105 + 0,05 \cdot 15893,75 = 899,6875 \text{ кВт} ;$$

$$P'_{к.с} = 105 + 0,05 \cdot 0 = 105 \text{ кВт} ;$$

$$P'_{к.н} = 105 + 0,05 \cdot 37018,75 = 1955,93 \text{ кВт} ;$$

$$P'_T = 59 + 0,98^2 \cdot 899,6875 + 0,59^2 \cdot 105 + 0,39^2 \cdot 1955,93 = 1257,107 \text{ кВт}.$$

«Потери электроэнергии определяются из следующего выражения:

$$\begin{aligned}
 \Delta W_{п.с} &= \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.3вi} + \sum \Delta W_{к.3сi} + \sum \Delta W_{к.3нi} = \\
 &= \sum n_i \cdot P'_{x.x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{3.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot K_{3.с.i}^2 \cdot T_i + \right. \\
 &\left. + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.н} \cdot K_{3.н.i}^2 \cdot T_i \right)
 \end{aligned} \tag{6}$$

где i – степень годового графика нагрузки;
 n – число трансформаторов, одновременно работающих на соответствующей ступени годового графика нагрузки;
 T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки» [3].

Расчет потерь электроэнергии произведем по формуле (6). Для наглядности расчет представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет потерь электроэнергии АТДЦТН-125000

i	$S_{\text{обм.НН}}$	$S_{\text{обм.ВН}}$	$S_{\text{обм.СН}}$	n	T_i	$K_{3.Н}$	$K_{3.С}$	$K_{3.В.}$	$\Delta W_{\text{к.ЗВі}}$	$\Delta W_{\text{к.ЗНі}}$	$\Delta W_{\text{к.Зсі}}$	$\Delta W_{\text{х.Хі}}$
1	48,41	121,03	72,62	2	213	0,39	0,58	0,97	13479,19	31487,39	20288,68	25134,00
2	48,02	120,05	72,32	2	426	0,38	0,58	0,96	26521,81	62453,58	39920,24	50268,00
3	47,38	118,45	71,35	2	319,5	0,38	0,57	0,95	19365,00	45600,71	29147,90	37701,00
4	45,46	113,65	68,47	2	517	0,36	0,55	0,91	28848,85	67933,29	43422,86	61006,00
5	43,89	109,72	66,09	2	213	0,35	0,53	0,88	11076,52	26082,99	16672,21	25134,00
6	40,49	101,23	60,98	2	547,5	0,32	0,49	0,81	24236,94	57073,16	36481,08	64605,00
7	38,77	96,92	58,39	2	973,5	0,31	0,47	0,78	39507,76	93032,89	59466,49	114873,0
8	36,41	91,02	54,83	2	213	0,29	0,44	0,73	7623,19	17951,10	11474,32	25134,00
9	34,83	87,08	52,46	2	365	0,28	0,42	0,70	11957,86	28158,37	17998,79	43070,00
10	32,87	82,16	49,50	2	912,5	0,26	0,40	0,66	26612,14	62666,28	40056,20	107675,0
11	30,11	75,28	45,35	2	912	0,24	0,36	0,60	22325,01	52570,95	33603,27	107616,0
12	27,36	68,39	41,20	2	182,5	0,22	0,33	0,55	3687,28	8682,82	5550,04	21535,00
13	24,60	61,50	37,05	2	106,5	0,20	0,30	0,49	1740,14	4097,68	2619,23	12567,00
14	21,06	52,64	31,71	2	289	0,17	0,25	0,42	3460,03	8147,67	5207,98	34102,00
15	19,09	47,72	28,75	2	182,5	0,15	0,23	0,38	1795,64	4228,38	2702,78	21535,00
16	17,91	44,77	26,97	2	213	0,14	0,22	0,36	1844,49	4343,41	2776,30	25134,00
17	16,73	41,82	25,19	2	152	0,13	0,20	0,33	1148,41	2704,27	1728,56	17936,00
18	13,78	34,44	20,75	2	654	0,11	0,17	0,28	3351,10	7891,18	5044,03	77172,00
19	8,86	22,14	13,34	1	228	0,07	0,11	0,18	965,61	2273,83	1453,43	13452,00
20	8,07	20,17	12,15	1	608,5	0,06	0,10	0,16	2139,30	5037,63	3220,05	35901,50
21	6,69	16,73	10,08	1	152	0,05	0,08	0,13	367,49	865,37	553,14	8968,00
22	5,12	12,79	7,71	1	380	0,04	0,06	0,10	537,25	1265,11	808,66	22420
Итого потери:					8760				252591	594548,0	380196,2	952938,5
									2180273,81			

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{п.с}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [3].

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{Э}}$ рассчитывается из выражения:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (8)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт

договорной мощности, равная 4,21;

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт

договорной мощности, равная 2,33;

$T_{\text{м}}$ – число часов максимума нагрузки, равное 5000 ч» [3, 21].

$$I_{\text{Э}} = 2180273,81 \cdot \left(\frac{4,21}{5000} + 2,33 \right) = 5081873,76 \text{ руб}$$

«Приведенные затраты на трансформатор определяются из формулы:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{Э}}, \quad (9)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент дисконтирования, равный 0,15;

K – стоимость силовых трансформаторов (100 000 000 руб.) [19];

$I_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;

I_0 – годовые отчисления на силовой трансформатор, равные 9400000 руб.» [3].

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 100000000 + 9400000 + 5081873,72 = 29481873,76 \text{ руб}$$

5.2 Расчет силового трансформатора мощностью 250000 кВА

Параметры силового трансформатора АТДЦТН-250000/220/110/6 кВА взяты из [13] и приведены далее:

- потери холостого хода $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – 60 кВт;

- потери короткого замыкания $\Delta P_{к.з.ВН-НН} - 520$ кВт;
- напряжение короткого замыкания ВН-СН $\Delta U_{к.з.ВН-СН} - 11$ %;
- напряжение короткого замыкания ВН-НН $\Delta U_{к.з.ВН-НН} - 35$ %;
- напряжение короткого замыкания СН-НН $\Delta U_{к.з.СН-НН} - 21$ %;
- ток холостого хода $I_{х.х.} - 0,6$ %.

Трансформатор АТДЦТН-250000/220/110/6 кВА рассчитывается аналогично трансформатору АТДЦТН-125000/220/110/6 кВА, по формулам (2-9). В таблице 7 представлен расчет потерь электроэнергии трансформатора АТДЦТН-250000.

Таблица 7 – Расчет потерь электроэнергии АТДЦТН-250000

i	S _{обм.НН}	S _{обм.ВН}	S _{обм.СН}	n	T _i	K _{з.Н}	K _{з.С}	K _{з.В.}	$\Delta W_{к.зВи}$	$\Delta W_{к.зНi}$	$\Delta W_{к.зCi}$	$\Delta W_{х.Хi}$
1	48,41	123,00	72,62	2	213	0,19	0,29	0,48	8362,09	10399,94	16318,81	80940,00
2	48,02	120,05	72,32	2	426	0,19	0,29	0,48	16453,35	20463,05	32367,50	161880,0
3	47,38	118,45	71,35	2	319,5	0,19	0,29	0,47	12013,47	14941,17	23633,24	121410,0
4	45,46	113,65	68,47	2	517	0,18	0,27	0,45	17896,97	22258,49	35207,43	196460,0
5	43,89	109,72	66,09	2	213	0,18	0,26	0,44	6871,54	8546,15	13517,90	80940,00
6	40,49	101,23	60,98	2	547,5	0,16	0,24	0,40	15035,88	18700,14	29579,01	208050,0
7	38,77	96,92	58,39	2	973,5	0,16	0,23	0,39	24509,44	30482,43	48215,68	369930,0
8	36,41	91,02	54,83	2	213	0,15	0,22	0,36	4729,20	5881,72	9303,43	80940,00
9	34,83	87,08	52,46	2	365	0,14	0,21	0,35	7418,30	9226,15	14593,49	138700,0
10	32,87	82,16	49,50	2	912,5	0,13	0,20	0,33	16509,38	20532,74	32477,73	346750,0
11	30,11	75,28	45,35	1	912	0,12	0,18	0,30	27699,55	34449,97	54491,35	173280,0
12	27,36	68,39	41,20	1	182,5	0,11	0,16	0,27	4574,96	5689,89	9000,00	34675,00
13	24,60	61,50	37,05	1	106,5	0,10	0,15	0,25	2159,06	2685,23	4247,36	20235,00
14	21,06	52,64	31,71	1	289	0,08	0,13	0,21	4293,00	5339,20	8445,30	54910,00
15	19,09	47,72	28,75	1	182,5	0,08	0,11	0,19	2227,93	2770,88	4382,85	34675,00
16	17,91	44,77	26,97	1	213	0,07	0,11	0,18	2288,53	2846,25	4502,07	40470,00
17	16,73	41,82	25,19	1	152	0,07	0,10	0,17	1424,87	1772,12	2803,05	28880,00
18	13,78	34,44	20,75	1	654	0,06	0,08	0,14	4157,85	5171,12	8179,44	124260,0
19	8,86	22,14	13,34	1	228	0,04	0,05	0,09	599,04	745,03	1178,45	43320,00
20	8,07	20,17	12,15	1	608,5	0,03	0,05	0,08	1327,16	1650,59	2610,83	115615,0
21	6,69	16,73	10,08	1	152	0,03	0,04	0,07	227,98	283,54	448,49	28880,00
22	5,12	12,79	7,71	1	380	0,02	0,03	0,05	333,29	456,27	655,66	72200,00
Итого потери:					8760				181112,9	225292	356159	2557400
									3319963,99			

Произведем расчет приведенных затрат по формуле (9):

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 120000000 + 11280000 + 7738311,5 = 37018311,5 \text{ руб}$$

5.3 Сравнение технико-экономических расчетов трансформаторов АТДЦТН-125000 кВА и АТДЦТН-250000 кВА

В результате технико-экономического расчета двух силовых трансформаторов АТДЦТН-125000/220/110/6 кВА и АТДЦТН-250000/220/110/6 кВА приведенные затраты на трансформаторы составили:

- АТДЦТН-125000/220/110/6 – 29481873,76 руб.;
- АТДЦТН-250000/220/110/6 – 37018311,5 руб.

В соответствии с рекомендациями [3], на основании результатов расчетов приведенных затрат на трансформаторы, к установке на Черепетской ГРЭС принимается трехфазный трехобмоточный автотрансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6 кВА.

6 Токи короткого замыкания на Черепетской ГРЭС

Расчет значений токов однофазного и трехфазного короткого замыкания необходим для выбора основного электрооборудования и расчета релейной защиты.

В данном случае, как и для расчета электроэнергетических режимов работы электрической сети, расчет токов короткого замыкания выполнялся в программном комплексе расчета и анализа установившихся режимов энергосистем «RastrWin-3» с помощью встроенного программного комплекса «RastrKZ».

Все расчеты по программному комплексу «RastrKZ» выполняются в полном соответствии с «Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98» [9].

В настоящей бакалаврской работе представлены результаты расчетов и анализ результатов расчетов. Расчеты выполнены филиалом АО «СО ЕЭС» - ОДУ Центра для ЕЭС Центра и Тульской энергосистемы в частности [1].

Расчет токов короткого замыкания выполнялся с учетом ввода дополнительных источников питания, развития электрических сетей, на перспективу до 2025 г.

Перед расчетом токов короткого замыкания необходимо определить все высоковольтные выключатели подстанций и электростанций Тульской энергосистемы и указать их отключающую способность. Данная информация позволит проанализировать актуальность установки текущих выключателей на подстанциях и электростанциях, на Черепетской ГРЭС в частности, сделать вывод о необходимости замены выключателя либо об отсутствии в данной необходимости.

Данные о высоковольтных выключателях подстанций и электростанций Тульской области, для удобства представления, сведены в табличную форму и представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные о высоковольтных выключателях подстанций и электростанций Тульской области

Наименование подстанции или электростанции	Наименование высоковольтного выключателя	Номинальный ток отключения, кА	Количество	Год ввода в эксплуатацию
Шины 110 кВ Черепетской ГРЭС	Воздушный ВВШ-110	25	14	1980
Шины 220 кВ Черепетской ГРЭС	Воздушный ВВБ-220	31,5	6	1985
	Воздушный ВВД-220	31,5	8	1987
	Воздушный ВВН-220/15000	39,4	7	1971
	Элегазовый ЗАР1DT	50	10	2003
Шины 220 кВ ПС «Тула»	Масляный У-220Б-25/1000	25	7	1965
	Элегазовый 242 РМР-40	40	2	2004
	Элегазовый 242 РМР-40	40	1	2008
Шины 110 кВ ПС «Спутник»	Маломасляный ВМТ-110Б-25/1000	25	1	1994
	Масляный У-110Б-40/2000	40	1	1977
	Масляный МКП-110Б-20/630	20	14	1970
	Масляный МКП-110Б-1000/20	20	2	1963
Шины 110 кВ ПС «Орбита»	Масляный У-110Б-40/2000	40	4	1980
	Масляный МКП-110М-20/630	25	8	1980
	Масляный МКП-110М-1000/20	25	2	1980
Шины 110 кВ ПС «Шипово»	Маломасляный ВМТ-110М-25/1250	25	10	1989
	Элегазовый GL-312 F1	40	1	2010
Шины 220 кВ ПС «Брянская»	Масляный МВ 220 кВ	25	7	1970
Шины 110 кВ ПС «Литейная»	Масляный У-110Б-40/2000	40	13	1980
	Масляный МКП-110Б-20/630	20	1	1989
	Элегазовый GL-312F1	40	1	2010

Шины 220 кВ ПС «Ока»	Масляный У-220/2000	25	11	1970
Шины 220 кВ ПС «Электрон»	Масляный У-220-25/2000	25	1	1977
	Масляный У-110Б-40/2000	40	1	1977
	Элегазовый РМР-242-40/3000	40	1	2008
Шины 110 кВ ПС «Электрон»	Масляный У-110Б-40/2000	40	3	1980
	Масляный МКП-110М-630/25	25	6	1977
	Элегазовый ВЭБ-110 П-40/2500	40	1	2005
Шины 220 кВ ПС «Цементная»	Масляный У-220/25-1000	25	3	1974
Шины 110 кВ ПС «Цементная»	Масляный МКП-110М	20	12	1965

Как видно из таблицы 8, выключатели Черепетской ГРЭС устарели, подавляющая часть выключателей выпущена в 1980 г. Основная часть выключателей состоит из воздушных и масляных выключателей, применение которых при проведении реконструкций и новом строительстве не рекомендуется, а в некоторых случаях запрещается.

Существующие элегазовые выключатели также устарели, ввиду того, что в скором времени наступит их нормативный срок эксплуатации. В целях обеспечения достаточной надежности электроснабжения существующие элегазовые выключатели необходимо заменить на новые.

Результаты расчета токов короткого замыкания, на период 2020 г., выполненные АО «СО ЕЭС» - ОДУ Центра в программном комплексе «RastrWin-3» с помощью встроенного программного комплекса «RastrKZ», представлены далее в таблице 9. В таблице также представлены расчетные значения токов короткого замыкания остальных подстанций Тульской энергосистемы, для того чтобы понимать картину по энергосистеме в целом.

Таблица 9 - Расчетные значения токов короткого замыкания на 2020 год

Наименование расчетной точки короткого замыкания	Расчетные значения токов трехфазного и однофазного короткого замыкания	
	Ток однофазного КЗ, кА	Ток трехфазного КЗ, кА
Шины 110 кВ Черепетской ГРЭС	20,5	18,6
Шины 220 кВ Черепетской ГРЭС	30,5	27,5
Шины 6 кВ Черепетской ГРЭС	-	29,1
Генератор энергоблока №8	-	120,7
Генератор энергоблока №9	-	120,7
Шины 220 кВ ПС «Тула»	19,6	22,3
Шины 110 кВ Алексинской ТЭЦ	13,2	12,8
Шины 220 кВ Алексинской ТЭЦ	10,2	14,7
Шины 220 кВ ПС «Ока»	19,3	25,3
Шины 220 кВ ПС «Брянская»	15	16,9
Шины 110 кВ ПС «Ушатово»	11,6	12,8
Шины 110 кВ ПС «Суворово»	16	16,1
Шины 110 кВ ПС «Шипово»	11,9	12,4
Шины 110 кВ ПС «Спутник»	35	39,4
Шины 110 кВ «Орбита»	27,3	27,1
Шины 110 кВ ПС «Литейная»	12,1	10,5
Шины 110 кВ ПС «Дятьковская»	5,9	7,7
Шины 110 кВ ПС «Электрон»	8,7	9,2
Шины 220 кВ ПС «Электрон»	4,6	5,3
Шины 110 кВ ПС «Цементная»	15,3	14,9
Шины 220 кВ ПС «Цементная»	9,1	12,7
Шины 110 кВ ПС «Шепелево»	10,3	11,8
Шины 110 кВ ПС «Агеево»	7,9	11,3

На основании результатов расчета токов короткого замыкания на шинах Черепетской ГРЭС, представленных в таблице 9, а также с учетом значений номинальных токов отключения высоковольтных выключателей, представленных в таблице 8, можно сделать вывод о том, что значения токов короткого замыкания, на 2020 г., не превышают номинальных токов отключения выключателей Черепетской ГРЭС.

Результаты расчета токов короткого замыкания, на период 2025 г., выполненные АО «СО ЕЭС» - ОДУ Центра в программном комплексе «RastrWin-3» с помощью встроенного программного комплекса «RastrKZ», представлены далее в таблице 10. В таблице также представлены расчетные значения токов короткого замыкания остальных подстанций Тульской

энергосистемы, для того чтобы понимать картину по энергосистеме в целом.

Таблица 10 - Расчетные значения токов короткого замыкания на 2025 год

Наименование расчетной точки короткого замыкания	Расчетные значения токов трехфазного и однофазного короткого замыкания	
	Ток однофазного КЗ, кА	Ток трехфазного КЗ, кА
Шины 110 кВ Черепетской ГРЭС	25,6	23,6
Шины 220 кВ Черепетской ГРЭС	38,8	35,5
Шины 6 кВ Черепетской ГРЭС	-	33,1
Генератор энергоблока №8	-	120,7
Генератор энергоблока №9	-	120,7
Шины 220 кВ ПС «Тула»	19,6	22,3
Шины 110 кВ Алексинской ТЭЦ	13,2	12,8
Шины 220 кВ Алексинской ТЭЦ	10,2	14,7
Шины 220 кВ ПС «Ока»	19,3	25,3
Шины 220 кВ ПС «Брянская»	15,4	17,1
Шины 110 кВ ПС «Ушатово»	11,6	12,8
Шины 110 кВ ПС «Суворово»	16	16,1
Шины 110 кВ ПС «Шипово»	11,9	12,4
Шины 110 кВ ПС «Спутник»	35	39,4
Шины 110 кВ «Орбита»	27,3	27,1
Шины 110 кВ ПС «Литейная»	12,3	10,5
Шины 110 кВ ПС «Дятьковская»	5,9	7,7
Шины 110 кВ ПС «Электрон»	8,7	9,2
Шины 220 кВ ПС «Электрон»	4,2	4,6
Шины 110 кВ ПС «Цементная»	15,2	15,1
Шины 220 кВ ПС «Цементная»	9,4	12,8
Шины 110 кВ ПС «Шепелево»	10,3	11,8
Шины 110 кВ ПС «Агеево»	7,9	11,3

На основании результатов расчета токов короткого замыкания на шинах Черепетской ГРЭС, представленных в таблице 10, а также с учетом таблицы 8, можно сделать вывод о том, что значения токов короткого замыкания, на 2025 г., превышают номинальные токи отключения выключателей Черепетской ГРЭС.

В соответствие с полученным результатами расчетов по таблице 10, принимаем решение о необходимости замены высоковольтных выключателей Черепетской ГРЭС, на новые, другого типа, с током отключения не менее 50 кА для шин 220 кВ Черепетской ГРЭС и не менее 25 кА для шин 110 кВ Черепетской ГРЭС.

7 Выбор и проверка основного электрооборудования Черепетской ГРЭС

При выборе электрооборудования для установки на распределительном устройстве, необходимо учитывать одновременно множество параметров электрооборудования, таких как номинальное напряжение, номинальный ток, длительной допустимый ток, номинальный ток отключения, номинальный ток термической и электродинамической стойкости, номинальный разрядный ток, номинальная нагрузка, перегрузочная способность, и это только часть учитываемых параметров. Также при выборе учитывается способ установки (наружная или внутренняя установка), степень загрязнения наружного воздуха, расчетная сейсмичность региона и другие параметры.

Выбранное электрооборудование и ошиновка должно исправно функционировать при всех возможных режимах работы, а это режим нормальной эксплуатации, аварийный и послеаварийный режимы, ремонтный режим.

7.1 Основные расчетные условия проверки электрооборудования Черепетской ГРЭС

Проверка выбранного электрооборудования производится в соответствии с методикой и по формулам, представленным в [3].

Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному напряжению, производится по следующему выражению:

$$U_c \leq U_n, \quad (10)$$

где U_c – напряжение сети, кВ;

U_n – номинальное напряжение электрооборудования, кВ.

Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному току, производится по следующему выражению:

$$I_{\max, \text{раб}} \leq I_n, \quad (11)$$

где $I_{\max, \text{раб}}$ – максимальное значение рабочего тока, А;

I_n – номинальный ток электрооборудования, А.

Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному току отключения, производится по следующему выражению:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{кз}}$ – значение расчетного тока короткого замыкания, кА;

$I_{\text{откл.н}}$ – номинальный ток отключения электрооборудования, кА.

Проверка электрооборудования на соответствие по стойкости к электродинамическому воздействию тока короткого замыкания и к ударному току короткого замыкания, производится по следующим выражениям:

$$I_{\text{кз.мак}} \leq I_{\text{элднм.ст}}, \quad (13)$$

$$i_{\text{уд.мак}} \leq I_{\text{элднм.ст}}, \quad (14)$$

где $I_{\text{кз.мак}}$ – максимальное значение расчетного тока короткого замыкания, кА;

$I_{\text{элднм.ст}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости электрооборудования, кА.

Проверка электрооборудования на соответствие по стойкости к термическому воздействию тока короткого замыкания, производится по следующему выражению:

$$B \leq B_{\text{доп}}, \quad (15)$$

где B – интеграл Джоуля, выражающий тепловое действие тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$B_{\text{доп}}$ – интеграл Джоуля, выражающий допустимое тепловое воздействие тока на электрооборудование, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

Интеграл Джоуля B , для тока короткого замыкания, рассчитывается по следующей формуле:

$$B = (I_{\text{КЗ}_{\text{max}}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл.ном}} + T_a), \quad (16)$$

где $I_{\text{КЗ}_{\text{max}}}^{(3)}$ – максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания, кА ;

$t_{\text{откл.ном}}$ – номинальное время отключения высоковольтного выключателя, мс ;

T_a – апериодическая составляющая затухания тока короткого замыкания, мс .

Допустимый для электрооборудования интеграл Джоуля $B_{\text{доп}}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$B = I_{\text{откл.ном}}^2 \cdot t_{\text{откл.ном}}, \quad (17)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальное паспортное значение тока отключения электрооборудования, кА ;

$t_{\text{откл.ном}}$ – номинальное время отключения высоковольтного выключателя, мс ;

Проверка электрооборудования по стойкости к апериодической составляющей тока короткого замыкания производится по следующему выражению:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}}, \quad (18)$$

где $i_{a,\tau}$ – значение апериодической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$i_{a.\text{ном}}$ – значение номинальной апериодической составляющей тока короткого замыкания для электрооборудования, кА.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (19)$$

где τ – временной интервал, составляющий сумму из времени действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя, с.

Временной интервал действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя рассчитывается по следующей формуле:

$$\tau = t_{\text{рел.защ}} + t_{\text{соб.откл}}, \quad (20)$$

где $t_{\text{рел.защ}}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{соб.откл}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Номинальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания для электрооборудования рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} / 100) \cdot I_{откл.ном}, \quad (21)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение аperiodической составляющей в токе короткого замыкания, %.

В зависимости от вида проверяемого электрооборудования, перечень условий для проверки будет меняться. Электрооборудование может быть проверено как по одному из условий, так и по нескольким условиям.

7.2 Проверка основного электрооборудования Черепетской ГРЭС

По условиям и формулам (10-21), произведем выбор основного электрооборудования Черепетской ГРЭС. В качестве примера проверки, рассмотрим проверку вакуумного выключателя линейной ячейки ЗРУ 6 кВ – КСО – 6(10) «Онега». Проверка выключателя 6 кВ представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Проверка вакуумного выключателя 6 кВ

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
$U_c \leq U_n$	6	6
$I_{max, раб} \leq I_n$	1120	1250
$I_{КЗ} \leq I_{откл.н}$	46,37	51
$I_{КЗ max} \leq I_{элднм ст}$	15,43	63
$i_{уд max} \leq I_{элднм ст}$	43,69	63
$V \leq V_{доп}$	255	712
$i_{a, \tau} \leq i_{a.ном}$	12,5	20
$t_{рел. защ}$	-	0,4
$t_{соб. откл}$	-	0,025
τ	-	0,425
$t_{откл. ном}$	-	0,445
T_a	-	0,012

В соответствии с результатами проверки по таблице 11, можно сделать вывод о том, что выбранный вакуумный выключатель 6 кВ ячейки КСО – 6(10) «Онега» подходит для установки в ЗРУ 6 кВ Черепетской ГРЭС.

Аналогичным образом (с добавлением или вычитанием проверяемых условий), выбиралось все остальное оборудование (за исключением трансформатора) [13, 15, 11, 12, 14, 16]. Выбранное для установки на Черепетской ГРЭС электрооборудование представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Основное электрооборудование Черепетской ГРЭС

Наименование электрооборудования	Тип электрооборудования	Кол-во, шт
Автотрансформатор	АТДЦТН-125000/220/110/6	2
Ограничитель перенапряжения 110 кВ	ОПНп-110/1000/84-10-IV	12
Ограничитель перенапряжения 220 кВ	ОПНп-220/1000/163-10-IV	6
Разъединитель трехфазный 35 кВ	РНДЗ-2-35/4000 УХЛ1	2
Трансформатора линейный регулировочный	ТДНЛ-63000/6	2
Реактор токоограничивающий однофазный	РТСТ-6-4000/0,25	6
Токопровод изолированный пофазно, с литой изоляцией	ТПЛА-6-4000-250	1500 м
Вводная ячейка КРУ 6 кВ с вакуумным выключателем на ток 4000 А	КСО-6(10) «Онега»	2
Секционная ячейка КРУ 6 кВ с вакуумным выключателем на ток 4000 А	КСО-6(10) «Онега»	1
Секционная ячейка КРУ 6 кВ с разъединителем на ток 4000 А	КСО-6(10) «Онега»	2
Ячейка КРУ 6 кВ трансформатора напряжения на ток 630 А	КСО-6(10) «Онега»	2
Ячейка КРУ 6 кВ линейных присоединений с вакуумным выключателем на ток 630 А, трансформаторами тока и ОПН	КСО-6(10) «Онега»	30
Ячейка КРУ 6 кВ линейных присоединений с вакуумным выключателем на ток 1000 А, трансформаторами тока и ОПН	КСО-6(10) «Онега»	2
Ячейка КРУ 6 кВ трансформатор собственных нужд	ТСЗ-1000/6/0,4	2

Все, перечисленное в таблице 12, электрооборудование прошло проверку и подходит для установки на Черепетской ГРЭС.

8 Релейная защита Черепетской ГРЭС

8.1 Общие сведения о релейной защите

В настоящей бакалаврской работе, в целях повышения надежности электроснабжения потребителей Черепетской ГРЭС, выполняется замена существующих групп однофазных силовых трансформаторов № 1 и № 3 типа ОДГ-60000/220 кВА на два трехфазных автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/6 кВА, а также замена электрооборудования ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ и ЗРУ 6 кВ.

В соответствие с современными стандартами, для всего электрооборудования предусматривается релейная защита выполненная на микропроцессорной элементной базе. К комплексу защит предъявляются такие требования как «надежность, чувствительность, селективность, быстродействие» [5].

При возникновении повреждения, релейная защита должна реагировать мгновенно и отключать поврежденный участок (поврежденное электрооборудование), при этом не затрагивая другие, не поврежденные участки (не поврежденное электрооборудование).

Релейная защита должна предусматривать возможность автоматического ввода в работу отключенного элемента электрической сети, в случаях, когда это допустимо (автоматическое включение ВЛ после самоустранения однофазного короткого замыкания), и не допустить включение при повторном замыкании [2, 26].

Высокая надежность работы самой релейной защиты достигается благодаря установке двух, взаиморезервирующих комплектов защит; разделению релейной защиты по цепям оперативного тока (питание от разных обмоток одного и того же трансформатора тока или трансформатора напряжения); установке взаиморезервирующих комплектов защит в разные шкафы и их питание от двух независимых источников питания.

8.2 Комплекс релейной защиты трансформаторов АТДЦТН-125000 кВА Черепетской ГРЭС

В соответствии с современными нормами технологического проектирования, для автотрансформаторов мощностью 125 МВА и напряжением 220 кВ должны быть предусмотрены следующие основные виды защит [5, 2, 25]:

- газовая защита от повреждений внутри бака трансформатора (один контакт сигнальный, два контакта на отключение) и газовая защита от повреждений внутри бака контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой РПН (два контакта на отключение);

- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора с функцией торможения;

- дифференциальная защита ошиновки со стороны низкого напряжения трансформатора (в данном случае также защищаются линейный вольтодобавочный регулировочный трансформатор и токоограничивающий реактор);

- дифференциальная защита трансформатора на стороне высокого напряжения и среднего напряжения для защиты сквозных токов короткого замыкания, проходящих через трансформатор;

- токовая направленная защита нулевой последовательности на стороне высокого напряжения и среднего напряжения;

- комплект защит от перегрузки трансформатора, устанавливаемый со стороны высокого напряжения, низкого напряжения, а также в нейтрали трансформатора;

- шкаф автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформатора;

- комплект технологических защит автотрансформатора, включающий в себя функции как контроль уровня масла в баке трансформатора и в баке РПН, контроль температуры обмоток трансформатора со ступенчатым

действием (сигнал, отключение), контроль температуры верхних слоев масла со ступенчатым действием (сигнал, отключение), контроль исправности системы охлаждения (сигнал), блокирование переключения устройства РПН [28].

8.3 Комплекс релейной защиты высоковольтных выключателей 220 кВ и 110 кВ Черепетской ГРЭС

В соответствие с современными нормами технологического проектирования, для высоковольтных выключателей на напряжение 110 кВ, 220 кВ должны быть предусмотрены следующие основные виды защит (функций), входящих в комплект автоматики управления выключателем [5]:

- устройство резервирования отказа выключателя (в случае отказа резервируемого выключателя, защита отключит выключатели резервирующие данный выключатель);
- автоматическое повторное включение выключателя;
- автоматика управления выключателем (формирование сигналов на включение и отключение выключателя).

8.4 Комплекс релейной защиты ошиновки 220 кВ и 110 кВ Черепетской ГРЭС

В соответствие с современными нормами технологического проектирования, для защиты ошиновки 110 кВ, 220 кВ должна быть предусмотрена дифференциальная защита шин [5, 2]:

8.5 Комплекс релейной защиты КРУ 6 кВ Черепетской ГРЭС

В соответствие с современными нормами технологического проектирования, для комплектного распределительного устройства 6 кВ, в

зависимости от вида ячейки, должны быть предусмотрены следующие основные виды защит [5, 2]:

а) защиты вводных и секционных ячеек КРУ 6 кВ Черепетской ГРЭС:

1) максимальная токовая защита от тока междуфазного короткого замыкания:

- с выдержкой времени,
- мгновенная (отсечка);

2) логическая защита сборной ошиновки 6 кВ;

3) защита от дугового замыкания в ячейке:

- фототиристорного типа,
- волоконно-оптического типа;

4) устройство резервирования отказа выключателя 6 кВ;

б) защиты ячеек отходящих присоединений КРУ 6 к В Черепетской ГРЭС:

5) максимальная токовая защита от тока междуфазного короткого замыкания:

- с выдержкой времени,
- мгновенная (отсечка);

6) защита от дугового замыкания в ячейке:

- фототиристорного типа,
- волоконно-оптического типа;

7) защита от однофазного, двухфазного и трехфазного замыкания на землю:

- токовая направленная защита нулевой последовательности,
- токовая ненаправленная защита нулевой последовательности;

в) защиты ячеек трансформаторов напряжения КРУ 6 кВ Черепетской ГРЭС

8) контроль исправности трансформатора напряжения;

- 9) защита от замыкания на землю трансформатора;
- 10) защита от пониженного или повышенного напряжения.

8.5.1 Защита от дуговых замыканий 6 кВ на Черепетской ГРЭС

Защита от дуговых замыканий ячеек КРУ 6 кВ. Реализовать данный вид защиты ячеек можно двумя способами: используя фотодатчик, реагирующий на вспышку света, или датчик давления воздуха, реагирующие на повышение давления.

Не зависимо от выбранного типа реализации дуговой защиты, датчики данного вида защиты устанавливаются абсолютно во всех ячейках КРУ.

Защита от дугового замыкания строится таким образом, чтобы исключить ложные срабатывания при вспышках света, не связанных с дугообразованием, и при открытии люков, не связанных с повышением давления из-за возникшей дуги.

Для защиты ячеек отходящих присоединений КРУ 6 кВ, в зависимости от места возникновения повреждения, защита может действовать по различным сценариям, описанным далее. Если повреждение возникло в отсеке ввода кабеля в ячейку или выхода кабеля из ячейки, то сигнал на отключение будет подан выключателю данной ячейки. Если повреждение возникло в отсеке сборных шин, либо в отсеке самого выключателя, то формируется сигнал на отключение вводного выключателя секции шин и секционного выключателя.

При повреждениях во вводных ячейках КРУ 6 кВ, в зависимости от места возникновения повреждения, защита может действовать по различным сценариям, описанным далее. Если повреждение возникло в отсеке ввода в ячейку или в отсеке выключателя, то формируется сигнал на отключение силового трансформатора по всем сторонам – ВН, СН, НН. Если повреждение возникло в отсеке сборных шин, то формируется сигнал на отключение выключателя данной ячейки и на запрет автоматического введения резерва секционного выключателя.

Повреждение в ячейках трансформаторов напряжения, формируется

сигнал на отключение выключателя вводной ячейки, выключателя секционной ячейки, а также формируется сигнал запрета автоматического ввода резерва.

В соответствии с [5, 2], на всех электростанциях без синхронных генераторов и без синхронной нагрузки, необходимо использовать логическую защиту сборных шин.

8.5.2 Логическая защита сборных шин 6 кВ Черепетской ГРЭС

Логическая защита сборных шин функционирует следующим образом.

Для определения повреждения именно на сборных шинах, на выключателях вводных ячеек КРУ 6 кВ и выключателе секционной ячейки КРУ 6 кВ устанавливаются комплекты защит из максимальной токовой защиты, которая имеет выдержку времени 0,15 – 0,2 с. Комплекты защит на вводных и секционной ячейках КРУ 6 кВ связаны с защитами ячеек отходящих присоединений таким образом, что если через защиты вводных ячеек и ячейки секционного выключателя протекает ток повреждения, и на данные защиты не поступает сигнал от ячеек отходящих присоединений, задача которого заблокировать пусковые органы защиты сборных шин, то логическая защита сборных шин вводится в работу и отключает вводной и/или секционный выключатель. Сигнал блокировки пусковых органов логической защиты сборных шин поступает по отдельной шинке блокировке, проходящей через все ячейки. В случае если определено повреждение в ячейке отходящей линии КРУ 6 кВ, то формируется блокирующий сигнал, логическая защита ошиновки блокируется, и сработает максимальная токовая защита ячейки отходящего присоединения, которая сформирует сигнал на отключение выключателя поврежденной ячейки. Логическая защита сборных шин при этом будет выполнять функцию резерва выключателя ячейки отходящего присоединения.

8.5.3 Автоматическое введение резерва 6 кВ Черепетской ГРЭС

К автоматическому введению резерва предъявляется ряд основополагающих требований, которые последовательно изложены далее.

Автоматический ввод резерва находится в режиме постоянной готовности к работе. Введение резерва происходит сразу же при прекращении питания потребителей какой-либо из секций шин. Перед вводом резервного питания, производится проверка наличия напряжения на резервирующем источнике питания, а также проверяется отсутствие напряжения на другой секции шин, для исключения включения питания на короткое замыкание.

Устройства автоматического ввода резерва должны иметь как можно меньшее время срабатывания в целях максимального сокращения времени нахождения потребителей без питания. Минимальное время срабатывания особенно актуально на предприятиях, для обеспечения возможности самозапуска асинхронных двигателей. В больницах, это может спасти жизнь человеку, подключенному к приборам поддержания жизни.

Автоматическое введение резерва должно быть однократным.

8.6 Расчет релейной защиты трансформаторов Черепетской ГРЭС

Рассмотренные релейные защиты на микропроцессорной элементной базе позволят обеспечить полноценную защиту Черепетской ГРЭС. Расчет дифференциальной защиты трансформатора представлен в таблице 13. Расчет токовой защиты нулевой последовательности представлен в таблице 14. Расчет дистанционной защиты 220 кВ, 110 кВ представлен в таблице 15. Расчет максимальной токовой защиты на стороне низкого напряжения трансформатора представлен в таблице 16. Расчет защиты от перегрузки трансформатора представлен в таблице 17. Расчет дифференциальной защиты ошиновки 6 кВ представлен в таблице 18.

Таблица 13 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защищаемое оборудование	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Основные рассчитываемые величины	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты				Проверка чувствительности		
			Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты			Условие проверки чувствительности релейной защиты и формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле
					Значение тока срабатывания релейной защиты, А	Принятое значение выдержки времени релейной защиты, с	Первичный ток		
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	1200 / 1	Ток отсечки дифференциальной защиты	$I_{отс} = 5 \cdot I_{ном.ВН}$	$I_{отс} = 5 \cdot 328 = 1640 \text{ А}$	1640			1,37	0
		Ток срабатывания дифференциальной защиты, при котором начинается отсчет выдержки времени	$I_{с.з.} = 0,3 \cdot I_{ном.ВН}$	$I_{с.з.} = 0,3 \cdot 328 = 98,4 \text{ А}$	100	0,08	0		
		Коэффициент торможения	$K_T = 0,5$	-	-	-	-	-	-

Примечание – Номинальный ток трансформатора стороны высокого напряжения $I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ А}$.

Таблица 14 – Расчет токовой защиты нулевой последовательности

Защищаемое оборудование	Класс напряжения	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Рассчитываемая ступень защиты	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты					Проверка чувствительности	
				Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты			Условие проверки чувствительности релейной защиты и формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле
						Значение тока срабатывания релейной защиты, А	Первичный ток	Вторичный ток		
1	2	3	4	5	6	7			8	9
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	220 кВ	1000 / 1	I	Отстройка от тройного значения тока нулевой последовательности $3I_0$ при замыкании на землю на шинах 220 кВ $I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot I_{КЗ}^{(1,1)}$	$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 2320 = 3015 \text{ А}$	3015	2,99	0	-	-
			II	Ток срабатывания защиты при однофазном замыкании на землю на шинах 220 кВ $I_{с.з.}^{II} = \frac{3 \cdot I_{КЗ}^{(1)}}{K_{\text{Ч}}}$	$I_{с.з.}^{II} = \frac{3 \cdot 633}{1,25} = 1519 \text{ А}$	1520	1,51	0,4	$K_{\text{Ч}} \geq 1,25$	$1,51 \geq 1,25$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	220 кВ	1000 / 1	III	Согласование тока срабатывания защиты с первой ступенью токовой защиты нулевой последовательности тока срабатывания защиты ВЛ 220 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Орбита» $I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot K_T \cdot I_{с.з.ВЛ220}^{(I)}$	$I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 0,037 \cdot 4890 = 199 \text{ А}$	199	0,21	1,29	-	-
			IV	Ток срабатывания защиты при коэффициенте чувствительности $K_{\text{ч}} = 1,25$ в случае каскадного отключения ВЛ 220 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Литейная» со стороны ПС «Литейная» $I_{с.з.}^{IV} = \frac{3 \cdot I_{КЗ}^{(1,1)}}{K_{\text{ч}}}$	$I_{с.з.}^{IV} = \frac{146}{1,25} = 117 \text{ А}$	120	0,11	2,99	-	-
	110 кВ	3000 / 5	I	Отстройка от тройного значения тока нулевой последовательности $3I_0$ при замыкании на землю на шинах 110 кВ $I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot I_{КЗ}^{(1,1)}$	$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 1715 = 2229 \text{ А}$	2229	3,6	0,3	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	110 кВ	3000 / 5	II	Ток срабатывания защиты при однофазном замыкании на землю на шинах 110 кВ $I_{с.з.}^{II} = \frac{3 \cdot I_{КЗ}^{(1)}}{K_{ч}}$	$I_{с.з.}^{II} = \frac{1080}{1,25} = 865 \text{ А}$	865	1,43	0,29	$K_{ч} \geq 1,25$	$1,43 \geq 1,25$
			III	Согласование тока срабатывания защиты с первой ступенью токовой защиты нулевой последовательности тока срабатывания защиты ВЛ 110 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Суворово» $I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot K_T \cdot I_{с.з.ВЛ}^{(1)} 10$	$I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 0,43 \cdot 6977 = 3301 \text{ А}$	3301	5,49	1,29	-	-
			IV	Ток срабатывания защиты при коэффициенте чувствительности $K_{ч} = 1,25$ в случае каскадного отключения ВЛ 110 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Шепелево» со стороны ПС «Шепелево» $I_{с.з.}^{IV} = \frac{3 \cdot I_{КЗ}^{(1,1)}}{K_{ч}}$	$I_{с.з.}^{IV} = \frac{389}{1,25} = 312 \text{ А}$	312	0,51	1,75	-	-

Таблица 15 – Расчет дистанционной защиты 220 кВ, 110 кВ

Защищаемое оборудование	Класс напряжения	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Коэффициент трансформации трансформатора напряжения	Рассчитываемая ступень защиты	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты					Проверка чувствительности	
					Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты			Условие проверки чувствительности релейной защиты и формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле
							Значение сопротивления срабатывания релейной защиты, Ом	Первичное сопротивление	Вторичный сопротивление		
1	2	3	4	5	6	7	8			9	10
Трансформатор АДЦТН-125000/220/110/6	220 кВ	10000 / 1	220000 / 110	I	Отстройка от тока короткого замыкания на шинах 220 кВ $z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (z_{АТВН} + z_{АТЧН})$	$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 48 = 41 \text{ Ом}$	41	18,6	0,4	-	-
				II	Сопротивление для обеспечения коэффициента чувствительности $K_{\nu} = 1,25$ при замыкании на шинах 220 кВ $z_{с.з.}^{II} = K_{\nu} \cdot (z_{АТВН} + z_{АТЧН})$	$z_{с.з.}^{II} = 1,25 \cdot 48 = 61 \text{ Ом}$	61	28,7	0,4	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трансформатор АДЦТН-125000/220/110/6	220 кВ	10000 / 1	220000 / 110	III	Согласование защиты с первой ступенью дистанционной защиты ВЛ 220 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Орбита» $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot 54,5 \cdot 13,75 = 605 \text{ Ом}$ $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot K_{II} \cdot z_{ВЛ220}^I$	605	270	1,4	-	-	
				IV	Сопротивление для случая каскадного отключения при замыкании в конце ВЛ 220 кВ «Черепетская ГРЭС» - ПС «Литейная» со стороны ПС «Литейная» $z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot K_{II} \cdot z_{ВЛ220}^I$	805	363	3,1	-	-	
Трансформатор АДЦТН-125000/220/110/6	110 кВ	10000 / 1	110000 / 110	I	Отстройка от тока короткого замыкания на шинах 110 кВ $z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (z_{АТВН} + z_{АТСН})$	11,5	7,26	0,4	-	-	
				II	Сопротивление для обеспечения коэффициента чувствительности $K_{\psi} = 1,25$ при замыкании на шинах 110 кВ $z_{с.з.}^{II} = K_{\psi} \cdot (z_{АТВН} + z_{АТСН})$	16,9	10,22	0,4	-	-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	110 кВ	10000 / 1	110000 / 110	III	Согласование защиты с первой ступенью дистанционной защиты ВЛ 110 кВ «Черепетская ГРЭС» – ПС «Суворово» $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot 3,34 \cdot 0,55 = 1,46 \text{ Ом}$ $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot K_{II} \cdot z_{ВЛ110}^I$	$z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot 3,34 \cdot 0,55 = 1,46 \text{ Ом}$	1,46	0,8	1,4	-	-
				IV	Сопротивление для случая каскадного отключения при замыкании в конце ВЛ 110 кВ «Черепетская ГРЭС» - ПС «Шепелево» со стороны ПС «Шепелево» $z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot 6 \cdot 15,56 = 118 \text{ Ом}$ $z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot K_{II} \cdot z_{ВЛ110}^I$	$z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot 6 \cdot 15,56 = 118 \text{ Ом}$	118	64	1,9	-	-

Таблица 16 – Расчет максимальной токовой защиты на стороне низкого напряжения трансформатора

Защищаемое оборудование	Класс напряжения	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Расчитываемая ступень защиты	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты					Проверка чувствительности	
				Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты			Условие проверки чувствительности релейной защиты и формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле
						Значение тока срабатывания релейной защиты, А	Первичный ток	Вторичный ток		
1	2	3	4	5	6	7			8	9
Трансформатор АДЦТН-125000/220/110/6	6 кВ	6000 / 5	МТЗ	Отстройка максимальной токовой защиты от максимального значения рабочего тока $I_{с.з.}^{II} = K_{в.дл} \frac{I_{раб. макс}}{K_{пов}}$ $I_{раб. макс} = K_{пов} \cdot I_{номнн}$	$I_{раб. макс} = 1,05 \cdot 5467 = 5740,7 \text{ А}$ $I_{с.з.}^{II} = 1,1 \frac{5740,7}{0,9} = 7015 \text{ А}$	7015	5,9	1,1	-	-
		4000 / 5	1-я ступень МТЗ	Согласование тока срабатывания защиты с ТО фидера 6 кВ $I_{с.з.}^{II} = K_{согл} \cdot I_{с.з.фид}^I$	$K_{согл} = 1,1$	-	-	0,6	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Трансформатор АТДЦТН-125000/220/110/6	6 кВ	6000 / 5	Токовая отсечка	Отстройка тока срабатывания от замыкания на шинах 6 кВ $I_{с.з.}^I = K_{отс} \cdot I_{КЗ}^{(3)}$	$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 11138 = 14481 \text{ А}$	14481	12	0	-	-
		4000 / 5	Логическая защита шин	Обеспечение чувствительности логической защиты при замыкании на шинах 6 кВ $I_{ТО}^{ЛЗШ} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{K_{ч}}$	$I_{ТО}^{ЛЗШ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10999}{1,3} = 9257 \text{ А}$	9257	12	0	-	-
Примечание – Номинальный ток трансформатора стороны низкого напряжения $I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 5467 \text{ А}$.										

Таблица 17 – Расчет защиты от перегрузки трансформатора

Защищаемое оборудование	Класс напряжения	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты				
			Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты		
					Значение тока срабатывания релейной защиты, А		Принятое значение выдержки времени релейной защиты, с
					Первичный ток	Вторичный ток	
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатор АДЦТН-125000/220/110/6	Нейтраль	1000 / 5	Отстройка тока срабатывания защиты от перегрузки от номинального тока нейтрали силового трансформатора $I_{с.з.} = K_{отс} \frac{I_{ном.сп.обм}}{K_B}$ $I_{ном.сп.обм} = I_{ном.СН} \cdot \left(1 - \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}\right)$	$I_{ном.сп.обм} = 656,1 \cdot \left(1 - \frac{110}{220}\right) = 328,1 \text{ А}$ $I_{с.з.} = 1,05 \frac{328,1}{0,9} = 384 \text{ А}$	384	1,95	9
	6 кВ	6000 / 5	Отстройка тока срабатывания защиты от перегрузки от номинального тока обмотки низкого напряжения силового трансформатора $I_{с.з.} = K_{отс} \frac{I_{ном.НН}}{K_B}$ $I_{раб. max} = K_{пер} \cdot I_{номНН}$	$I_{раб. max} = 1,05 \cdot 5467 = 5740 \text{ А}$ $I_{с.з.} = 1,05 \frac{5740}{0,9} = 6699 \text{ А}$	6699	5,6	9

1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатор АТДЦН- 125000/220/110/6	220 кВ	1200\1	Отстройка тока срабатывания защиты от перегрузки от номинального тока обмотки высокого напряжения силового трансформатора $I_{с.з.} = K_{отс} \frac{I_{ном.ВН}}{K_{в.}}$	$I_{с.з.} = 1,05 \frac{328}{0,9} = 384 \text{ А}$	384	0,31	9
Примечание – Номинальный ток трансформатора стороны среднего напряжения $I_{ном.СН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656 \text{ А}.$							

Таблица 18 – Расчет дифференциальной защиты ошиновки 6 кВ

Защищаемое оборудование	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Расчет и выбор уставок срабатывания релейной защиты					Проверка чувствительности
		Формула расчета	Значение, рассчитанное по формуле	Значение уставок релейной защиты			
				Значение тока срабатывания релейной защиты, А		Принятое значение выдержки времени релейной защиты, с	
			Первичный ток	Вторичный ток			
Ошиновка низкого напряжения 6 кВ	4000 / 5	Отстройка дифференциальной защиты ошиновки от максимального тока присоединения $I_{отс} = K_{отс} \cdot I_{раб.мах}$	$I_{отс} = 1,15 \cdot 5467 = 6290 \text{ А}$	6290	7,9	0	-
	6000 / 5				5,3		
		Коэффициент торможения	$K_T=0,5$	-	-	-	-

Заключение

Анализ текущей ситуации в энергосистеме Тульской области, показал, что несмотря на значительное снижение установленной мощности, с 1500 МВт до 450 МВт, Черепетская ГРЭС все еще является самым крупным источником питания. Но ввиду значительного устаревания электрической части Черепетской ГРЭС, принято решение о проведении мероприятий по реконструкции, в целях обеспечения достаточной надежности электроснабжения потребителей.

По результатам расчетов электроэнергетических режимов электрической сети Тульской области на период до 2025 года, выявлена недопустимая перегрузка одной из групп силовых трансформаторов при аварийном отключении другой группы силовых трансформаторов.

Соответственно, существующие две группы, № 1 и № 3, из однофазных трансформаторов типа 3хОДГ-60000/220 кВА, заменены на два трехфазных трехобмоточных силовых трансформатора типа АДЦТН. Мощность выбранных трансформаторов 125000 кВА.

На основании результатов расчета токов короткого замыкания принято решение о замене высоковольтных выключателей на выключатели с большим номинальным током отключения.

Выбрано основное электрооборудование 220, 110, 6 кВ Черепетской ГРЭС, которое прошло проверку по основным параметрам и удовлетворяет всем необходимым нормативно-техническим требованиям.

Выполнен расчет основных релейных защит силового трансформатора.

Мероприятия по реконструкции электрической части Черепетской ГРЭС значительно увеличат надежность электроснабжения потребителей и позволят удовлетворить необходимый спрос на электроэнергию и мощностью в полном объеме.

Список используемых источников

1. Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2020 – 2024 годы [Электронный ресурс] : офиц. сайт Министерства промышленности и науки Тульской области. Тула, 2019. URL: <https://prom.tularegion.ru/upload/iblock/c30/c305dcfd84092c34acd94adac0be7487.pdf> (дата обращения: 17.02.2020).
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. [4-е изд.]. М.: Изд-во «Высшая школа», 2016. 639 с.
3. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти: Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.
4. Noman U., Faisal K., Syed M. Electric supply substation simulation using ETAP Software // USJICT. 2018. № 2. P. 176-179.
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 15.03.2020).
6. Методические указания по устойчивости энергосистем [Электронный ресурс]: утв. Минэнерго России 30.06.2003. М. : [б.и.], 2003. 14 с. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Method_uk_ust.pdf (дата обращения: 25.02.2020).
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 17.02.2020).

8. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений [Электронный ресурс]: РД 153-34.3-35.125-99 : утв. РАО ЕЭС России 12.07.1999. 2-е изд. СПб.: ПЭИПК, 1999. 227 с. URL: <http://www.tvn-moscow.ru/RD.153-34.3-35.125-99.Part.3.pdf> (дата обращения: 18.02.2020).

9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 1.03.2020).

10. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]: СТО 56947007-29.240.30.010-2008: введ. 2007-12-20. М.: [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 17.02.2020).

11. Камеры сборные одностороннего обслуживания 6(10), 10 кВ серии «Онега» [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель производственное объединение «Элтехника». Санкт-Петербург, 2019. 32 с. URL: http://www.elteh.ru/upload/iblock/50d/Catalogue_KCO_Onega.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

12. Каталог электротехнического оборудования [Электронный ресурс] : технический каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2020. 44 л. URL: https://zeto.ru/download/11034/Номенклатурный_каталог_2020.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

13. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс]: каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL:

[http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 25.02.2020).

14. Ограничители перенапряжений нелинейные 0,38 – 500 кВ [Электронный ресурс]: технический каталог; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 62 л. URL: https://zeto.ru/download/8914/ЗЭТО_ОПН_2016.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

15. Реакторное оборудование [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель АО «Группа «СВЭЛ». Екатеринбург, 2019. 42 с. URL: http://svel.ru/UploadFiles/ckfinderFiles/files_Реакторное_оборудование_СВЭЛ_11_2019.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

16. Токопроводы с литой изоляцией серии ТПЛ [Электронный ресурс]: технический каталог; разработчик и изготовитель «Русская техническая компания РТК-ЭЛЕКТРО-М». Санкт-Петербург, 2019. 16 л. URL: <http://beltransform.by/images/sampledата/busbars-conductors/conductors/cond-tpl/TPL.pdf> (дата обращения: 10.03.2020).

17. Как устроена ТЭЦ. Черепетская ГРЭС [Электронный ресурс] : сайт Живой Журнал. URL: <https://как-ето-sdelano.livejournal.com/255271.html> (дата обращения: 17.02.2020).

18. Конденсационная электростанция [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии «Википедия». URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D0%B4%D0%B5%> (дата обращения: 17.02.2020).

19. Прайс-лист на трансформаторы и КТП [Электронный ресурс] : сайт ГОСТиндустрия. URL: <http://transformator.ooogost.ru/cena-silovoi-transformator/> (дата обращения: 25.02.2020).

20. Программные комплексы RastrWin, RastrWin3, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]: сайт ПО «RastrWin». URL: <http://www.rastrwin.ru/index.php> (дата обращения: 25.02.2020).

21. Тарифы на электроэнергию в Тульской области на 2019 год [Электронный ресурс]: сайт Energybase.ru. URL: [https://energybase.ru/tariff/tulskaya-oblast/2019?TariffSearch\[type_id\]=1](https://energybase.ru/tariff/tulskaya-oblast/2019?TariffSearch[type_id]=1) (дата обращения: 25.02.2020).

22. Черепетская ГРЭС [Электронный ресурс]: сайт АО «Интер РАО – Электрогенерация». URL: <http://iraogeneration.ru/stations/cherepetzg/> (дата обращения: 17.02.2020).

23. Черепетская ГРЭС [Электронный ресурс]: сайт свободной энциклопедии «Википедия». URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%BF%D0%B5> (дата обращения: 17.02.2020).

24. Черепетская ГРЭС – пуск нового энергоблока (фоторепортаж) [Электронный ресурс]: сайт Русское Агентство Новостей. URL: <http://ru-an.info/новости/черепетская-грэс-пуск-нового-энергоблока-фоторепортаж/> (дата обращения: 17.02.2020).

25. Csanyi E. 8 Examples Of Transformer Differential Protection Using SIPROTEC Numerical Relays [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/transformer-differential-protection-siprotec> (дата обращения: 14.02.2020).

26. Csanyi E. Protection of a transformer directly connected to a transmission line without switchgear [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/transformer-feeder-protection> (дата обращения: 13.02.2020).

27. Csanyi E. Short-circuit withstand capability [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/short-circuit-withstand-capability-hv-transformers> (дата обращения: 10.02.2020).

28. Csanyi E. The basic protection schemes for 4 typical transformer types in power system [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/good-grounding-power-substation> (дата обращения: 10.02.2020).