

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и
систем
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ
«Тяговая»»

Студент

Д.А. Парпишов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, В.А. Шаповалов

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

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	3
1 Краткий обзор электрических подстанций	8
1.1 Устройство и принцип действия электрических подстанций	8
1.2 Системы управления и контроля электрическими подстанциями	28
1.3 Особенности устройства подстанций 110/10 кВ	29
1.4 Параметры, характеризующие работу подстанции «Тяговая»	30
1.5 Выводы по разделу 1	32
2 Реконструкция электрической части подстанции	33
2.1 Расчет электрических нагрузок	33
2.2 Выбор оптимальной мощности трансформаторов	35
2.3 Расчет токов короткого замыкания	40
2.4 Выбор электрического оборудования	47
2.5 Выбор коммутационной аппаратуры	62
2.6 Оперативный ток	72
2.7 Собственные нужды подстанции	74
2.8 Расчет заземления подстанции	75
2.9 Расчет молниезащиты подстанции	81
2.10 Выводы по разделу 2	83
3 Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ при	85
реконструкции подстанции	85
3.1 Организационные мероприятия	85
3.2 Технические мероприятия	86
3.3 Вывод по разделу 3	88
4 Расчет стоимости реконструкции	89
4.1 Экономический расчет	89
4.2 Вывод по разделу 4	91
Заключение	92
Список используемых источников	94

Введение

Жизнь на Земле использует и зависит, так или иначе, от какой-то энергии. Без энергии наше человеческое тело не сможет выполнять дыхательные, кровеносные или пищеварительные функции, и это лишь некоторые из них. Растения не смогут завершить хлорофилловый процесс преобразования света от солнечных лучей в химическую энергию. Моторы не смогут работать без использования источника электрической энергии [1].

Энергия играет неотъемлемую роль в прогрессе человеческого рода. С самого начала человечества мы использовали древесину, воду и ископаемое топливо как средство обогрева и обеспечения работы машин.

Энергия играет ключевую роль во всех аспектах нашей жизни. Это играет неотъемлемую часть того, кто мы есть и что мы делаем. Ключевыми знаниями об энергии являются [2]:

- энергия не может быть создана из ничего и не может быть уничтожена;
- есть два вида энергии: возобновляемая и не возобновляемая;
- общество не может поддерживать экономический рост и существовать без энергии;
- общества зависят от производства и использования энергии. Без энергии мы не можем наслаждаться достижениями технологического общества;
- без какой-либо формы энергии «сырые» материалы не могут быть преобразованы и использованы по назначению;
- все, что мы потребляем, использует энергию в процессе производства;
- энергия нужна для работы машин, для производства работы или для производства большего количества энергии.

В современном обществе стоимость энергии из ископаемого топлива становится все более высокой с точки зрения себестоимости продукции и количества загрязняющих веществ, которые она выделяет. Автомобильные и

силовые установки могут извлечь выгоду из новых технологий, которые повысят эффективность двигателей и силовых установок, уменьшат количество загрязняющих веществ, которые они выбрасывают, и сделают эти машины более долговечными [3].

Основными потребителями, а также производителями энергии являются США, Россия и Китай. Что касается других стран-производителей энергии, то это Саудовская Аравия, Канада, Великобритания, Иран, Норвегия, Австралия и Мексика. Эти страны богаты не возобновляемыми источниками энергии. Основными потребителями энергии являются высокоиндустриальные общества, а также Китай, Индия и Бразилия, а также некоторых из других, наиболее густонаселенных стран. По количеству потребленной энергии после США, Китая и России расположены Япония, Германия, Индия, Канада, Франция, Великобритания и Бразилия [4].

Энергия существует в различной форме в природе, но наиболее важной формой энергии является электрическая энергия. Современная жизнь больше зависит от использования электрической энергии, которая почти стала частью нашей жизни, и никто не может даже подумать о мире без электричества.

Электрическая энергия - одно из величайших технологических нововведений человечества. Электричество в настоящее время является важной частью домов и промышленности. Почти все устройства в домах, на предприятиях работают из-за электричества. Основное использование электричества зависит от места его использования и характера объекта.

Как правило, энергия является основной необходимостью для экономического развития страны [5]. Функционирование города или его промышленности прекращаются, когда прекращается подача энергии. Практически невозможно оценить действительную величину энергии, сыгравшую свою роль в строительстве современного общества. Наличие огромного количества энергии обусловлено потреблением жителей планеты и ростом сельскохозяйственного,

промышленного производства. Чем больше потребление энергии на душу населения в стране, тем выше уровень жизни ее населения.

Электрическая энергия превосходит другие виды энергии по следующим причинам [6].

1. Удобная форма. Электрическая энергия является очень удобной формой энергии по сравнению с другой формой энергии. Потому что она может быть легко преобразована из одной формы в другую, желаемую форму энергии. Например, если нам нужно преобразовать электрическую энергию в тепловую энергию, потребуется всего лишь пропускать электрический ток через высокоомный провод, являющийся основным элементом электронагревателя. Если мы хотим преобразовать электрическую энергию в энергию света, мы будем использовать электрическую лампочку, электрическую энергию в механическую энергию через электродвигатели и т.д.

2. Простое управление. Механизмы с электрическим приводом имеют очень простую и удобную конструкцию для управления и эксплуатации. Например, электрический двигатель можно запустить или остановить, просто используя переключатель. Аналогичным образом, при простом расположении мы можем контролировать скорость электродвигателя в очень широком диапазоне.

3. Гибкость. Наиболее важным фактором превосходства электрической энергии над другими видами энергии является гибкость, которую она обеспечивает. Его можно легко перенести из одного места в другое с помощью проводников.

4. Более низкая стоимость. Электрическая энергия является наиболее экономичной формой энергии среди всех форм. Она намного дешевле, чем другие энергии, поэтому получила самое широкое использование для бытовых, промышленных и коммерческих целей.

5. Более высокая эффективность передачи на расстояние. Как правило, потребители электрической энергии расположены на расстоянии от центра её

генерации. Электрическая энергия может быть легко и эффективно передана от центра генерации потребителям с помощью воздушных линий электропередачи [7].

Актуальность работы.

Несмотря на все достоинства, электрическая энергия не играла бы такую важную роль в современном обществе, если бы она поставлялась потребителям с перебоями или не надлежащего качества. А это зависит от средств и оборудования, расположенного между пунктом производства электроэнергии (например, гидроэлектростанция) и потребителем. Несмотря на то, что линии электропередач и электротехническое оборудование имеют высокие расчетные показатели надежности, в их работе происходят сбои, выходы из строя. Причин много, среди основных воздействие внешних факторов и старение. Именно старение является основной причиной снижения эксплуатационной надежности и увеличения количества отказов. Подстанция 110/10 кВ «Тяговая» введена в работу в 1979 году и с тех пор не подвергалась крупномасштабной реконструкции, что привело к моральному старению оборудования, установленного в ней. В связи с этим вопрос своевременной реконструкции оборудования подстанции является актуальной задачей.

Цель работы.

Целью данной работы является реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Тяговая».

Объектом исследования является электрическая часть подстанции 110/10 кВ «Тяговая».

Задачи исследования.

1. Проанализировать состояние электрической части подстанции.
2. Обосновать, рассчитать и подобрать электротехническое оборудование.
3. Выполнить технико-экономическое обоснование реконструкции.

Практическая значимость.

При реконструкции учитывались все современные требования, предъявляемые к системам электроснабжения, поэтому выполненная реконструкция подстанции 110/10 кВ может быть востребована при выполнении реконструкций аналогичных подстанций.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Проект реконструкции подстанции 110/10 кВ «Тяговая».

Новизна магистерской диссертации.

1. Новизна работы заключается в проекте реконструкции подстанции 110/10 кВ «Тяговая».

Основные материалы диссертации докладывались на Международной научно-практической конференции «Закономерности и тенденции инновационного развития общества», состоявшейся 24 января 2020 г. в г. Казань.

По теме диссертации опубликовано три научные статьи [7, 11, 18].

Структура и объём работы.

Структура: введение, четыре раздела, заключение, список использованной литературы.

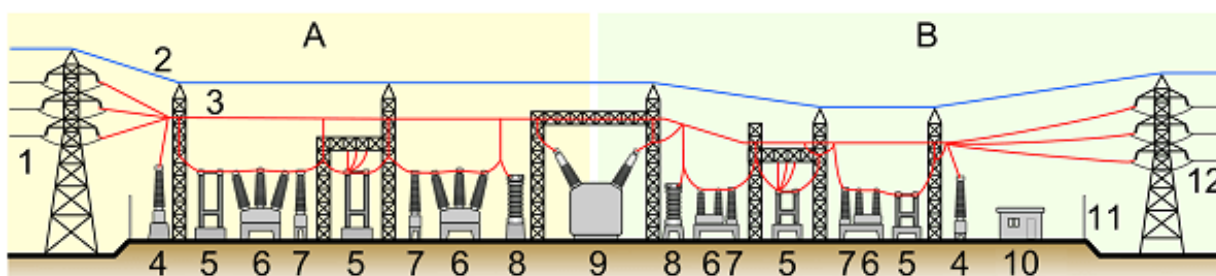
Пояснительная записка содержит 98 страниц машинописного текста.

1 Краткий обзор электрических подстанций

1.1 Устройство и принцип действия электрических подстанций

Подстанция – это сооружение, которое используется для повышения или понижения напряжения в линиях электропередачи. Напряжение повышается, если мощность передается на дальние расстояния, и понижается, когда мощность подается в местную линию электропередач. В целом, электрическая подстанция это место, которое передает электричество из одной части производственной системы в другие, т.е. занимается её передачей и распределением. Поэтому подстанции должны обладать максимальной надёжностью, выполнять не только распределительные свойства, но и защитные, содержать компенсирующие устройства.

Элементы типовой подстанции показаны на рисунке 1.



А) сторона первичных линий электропередач; В) сторона вторичных линий электропередач; 1- первичные линии электропередач; 2- провод заземления; 3- воздушные линии; 4- трансформатор для измерения электрического напряжения; 5- разъединитель; 6- защитный выключатель; 7- трансформатор тока; 8- молниеотвод; 9- силовой трансформатор; 10- помещение с оборудованием управления и контроля; 11- защитное ограждение; 12- вторичные линии электропередач

Рисунок 1- Элементы типовой подстанции

Существуют многочисленные типы электрических подстанций. В зависимости от их характера и мощности для решения разнообразных

задач, подстанции можно классифицировать по пяти категориям, на основе общих признаков [8]:

- в зависимости от функционального назначения;
- по уровням рабочего напряжения;
- в зависимости от места размещения;

Типы подстанций на основе приложений

Рассмотрим подстанции в зависимости от функционального назначения.

Повышающие подстанции (см. рисунок 2).

Повышающие подстанции напрямую связаны с генерирующими устройствами, поскольку генерация электроэнергии происходит при более низких напряжениях. Следовательно, эти напряжения необходимо увеличивать для повышения экономичности передачи электрической энергии на большие расстояния. Повышающая подстанция оборудована защитными выключателями, как со стороны первичных линий, так и со стороны вторичных.

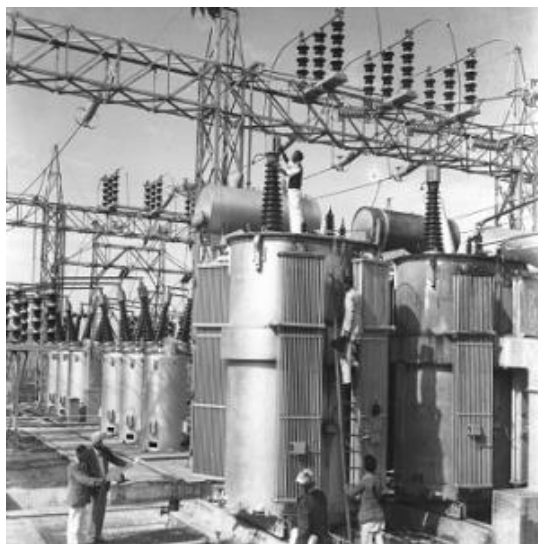


Рисунок 2- Повышающая подстанция

Понижающая подстанция (см. рисунок 3).

Понижающие подстанции связаны с центрами нагрузки, поскольку для разных потребителей электроэнергии требуются разные уровни напряжения. Обычно понижающие подстанции способны изменять уровни напряжения передачи с 330, 220, 110 кВ до 35, 10 и 6 кВ [9]. Линии электропередач подстанции затем соединяют её сторону низкого напряжения с распределительной подстанцией. Кроме того, часть электроэнергии может напрямую отводиться от подстанции для использования в промышленных целях.



Рисунок 3- Понижающая подстанция

Районная (первичная) подстанция (см. рисунок 4).

Подстанции первичной сети связаны с центрами объемной нагрузки вдоль первичных линий электропередач. Напряжения понижаются в различных диапазонах напряжения в зависимости от потребителя.

Главные понизительные подстанции (ГПП, вторичные подстанции) (см. рисунок 5).

ГПП равномерно распределены вдоль вторичных линий передачи, смежных с нагрузками. Напряжения здесь дополнительно понижаются с целью распределения.



Рисунок 4- Районная (первичная) подстанция



Рисунок 5- Главная понизительная подстанция

Распределительная подстанция (см. рисунок 6).

Распределительные подстанции расположены в пунктах, где снижаются напряжения первичного распределения. Эти напряжения предназначены для потребителей, чтобы использовать их для фактических нагрузок. Эти подстанции имеют высоковольтные воздушные линии или кабели, с одной нейтралью соединённой с землёй и четырьмя проводами под напряжением.



Рисунок 6- Распределительная подстанция

В зависимости от типа используемого оборудования, конфигурации и места размещения подстанции могут быть классифицированы:

- открытого типа с оборудованием с воздушной изоляцией;
- закрытого типа с оборудованием с воздушной изоляцией;
- элегазовые (газоизолированные) подстанции;
- открытого типа с газозащищенным оборудованием;
- закрытого типа с газозащищенным оборудованием;
- комбинированная (гибридная) подстанция, комбинация двух вышеназванных.

Мобильная подстанция (см. рисунок 7).

Мобильные подстанции предназначены только для специального назначения и носят временный характер, то есть главным образом используются при энергоснабжении при строительстве. Предполагается, что мобильная подстанция соответствует по мощности используемому при строительстве оборудованию. Эти подстанции являются источником временного электроснабжения, очень просты в обслуживании. Мобильные станции оснащены дополнительной защитой от замыканий, пожаров, неблагоприятных погодных условий, проникновения внутрь и т.д.



Рисунок 7- Мобильная подстанция

Промышленная подстанция (см. рисунок 8).

Промышленные подстанции традиционно называются распределительными подстанциями, однако они предназначены только для выделенных потребителей большой мощности.



Рисунок 8- Промышленная подстанция

Комплектная трансформаторная подстанция (см. рисунок 9) или КТП.

КТП преобразуют напряжение 10 или 6 кВ в напряжение 0,4 кВ. В зависимости от их расположения, могут являться цеховыми подстанциями, если работают в промышленных сетях, или городскими.



Рисунок 9- Комплектная трансформаторная подстанция

Горная подстанция.

Горнодобывающая подстанция имеет особый вид, и ее необходимо тщательно проектировать, поскольку для обеспечения ее работы необходимо повышать уровень мер предосторожности. Эта подстанция предназначена для управления подачей электроэнергии с поверхности в шахту, расположенную под землей. Установленная мощность современных шахт может достигать нескольких десятков МВА, поэтому сеть шахты может включать в себя КТП, пункты глубокого ввода, закрытые распределительные устройства и другое электросетевое оборудование.

Преобразовательные подстанции (см. рисунок 10).

Как следует из названия, преобразовательные подстанции содержат оборудование, которое изменяет частоту тока с более высокой на более низкую, а также может преобразовывать переменный ток в постоянный или наоборот.

Типы подстанций по уровням рабочего напряжения.

Приведенная ниже классификация подстанций основана на уровнях напряжения, на которых они работают:

- подстанции высокого напряжения (ВН) - напряжение от 11 кВ до 66 кВ;

- подстанции сверхвысокого напряжения (EHV) - включая напряжения от 132 кВ до 400 кВ;

- сверхвысокое напряжение (UHV) - рабочее напряжение выше 400 кВ.

- постоянный ток высокого напряжения (постоянного тока высокого напряжения) - ± 250 кВ, ± 400 кВ, ± 500 кВ.



Рисунок 10- Преобразовательная подстанция

Типы подстанций в зависимости от места размещения.

Наружная (открытая) подстанция (см. рисунок 11).

Наружные подстанции строятся на открытом воздухе. Наиболее часто их уровень рабочего напряжения 132 кВ , 220 кВ , 400 кВ и др. В настоящее время подстанции стали оснащаться газовой изоляцией.



Рисунок 11- Наружная подстанция

Внутренняя (закрытая) подстанция (см. рисунок 12).

Внутренние подстанции, как правило, имеют более низкое напряжение и построены под крышей или в закрытом помещении.



Рисунок 12- Закрытая подстанция

Подстанция, установленная на столбах (см. рисунок 13).

Подстанции, установленные на столбах, представляют собой в основном распределительные подстанции, которые построены на структуре из двух, четырех или иногда шести или более полюсов. На таких подстанциях необходимо устанавливать распределительные трансформаторы на полюсах вместе с разъединителями. Однополюсный также известен как Н-полюс, и более актуальны 4-полюсные конструкции, которые работают при 25 кВА, 125 кВА и 225 кВА.

Подземная подстанция (см. рисунок 14).

Подземные подстанции строятся частично на земле и частично под землёй. Эти подстанции построены в перегруженных местах, где строительство подстанций под открытым небом невозможно. Однако проектирование таких подстанций очень сложное. Обычный уровень напряжения такой подстанции варьируется от 19...34 кВ до примерно 2,4...4,1 кВ. На территории РФ подстанций такого типа нет.



Рисунок 13- Подстанция, установленная на столбе

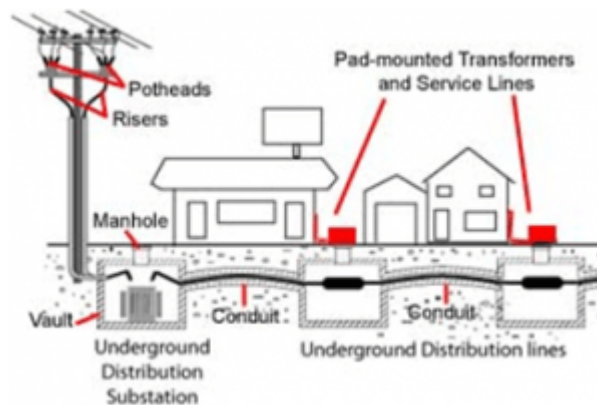


Рисунок 14- Подземные подстанции

Конструкции электрических подстанций в первую очередь зависят от потребностей в ней. Кроме того, конструкция также зависит от применения, например, внутренняя подстанция, генерирующая подстанция, передающая подстанция, преобразовательная подстанция, коммутационная подстанция и т.д. При необходимости объединения мощностей нескольких генерирующих объектов (например, нескольких тепловых и гидроэлектростанций, соединенных вместе), также в случаях крупных энергогенерирующих систем, применяются коллекторные подстанции для передачи энергии в один передающий блок из многочисленных совместно расположенных агрегатов.

Рассмотрим конструкцию основных компонентов электрических подстанций.

Для контроля протекающих по обмоткам токов и напряжений, применяются трансформаторы тока (см. рисунок 15) и напряжения (см. рисунок 16). Также оба трансформатора могут быть объединены в один измерительный блок (см. рисунок 17). Назначение измерительных трансформаторов – понизить уровень тока до диапазона 1...5 А, уровень напряжения снизить до 110 В. Также напряжение с данных устройств может применяться для питания цепей токовых и защитных реле.



Рисунок 15- Трансформатор тока

Проводники.

Проводники - это материалы, которые пропускают через себя электрический ток. Лучшие проводники - медь, алюминий и некоторые другие металлы.

Изоляторы.

Изоляторы - это материалы, которые не пропускают через себя электрический ток. Изоляторы обладают диэлектрическими свойствами.



Рисунок 16- Трансформатор напряжения



Рисунок 17- Измерительный трансформатор

Существует множество типов изоляторов, таких как проходные, подвесные, опорные, штыревые (см. рисунок 18), тарельчатые и др. Изоляторы используются на подстанциях для предотвращения контакта с людьми или короткого замыкания.



Рисунок 18- Штыревой изолятор типа ШФ

Разъединители (см. рисунок 19).

Разъединители на подстанциях представляют собой механические выключатели, которые используются для изоляции цепей при обрыве тока. Это устройства без дугогасительных элементов. Эти переключатели не имеют конкретного значения отключения по току. Они относятся к механическим выключателям.



Рисунок 19- Разъединитель типа PB3

Шинопровод (см. рисунок 20).

Шина является одним из наиболее важных элементов подстанции и является проводником, который подводит ток к точкам многочисленных соединений с ней. Шина является своего рода электрическим соединением, которое имеет точки исходящего и входящего тока. Всякий раз, когда в шине

возникает неисправность (в основном короткое замыкание), все компоненты, подключенные к этой конкретной секции, должны быть отключены для обеспечения полной изоляции в течение короткого времени, например, 60мс., во избежание повышения опасности из-за нагрева проводника. Шинопроводы бывают разных типов, такие как кольцевая шина, двойная шина, одиночная шина и др. На рисунке 20 показана простая шина, которая считается одним из наиболее важных компонентов электрической подстанции.



Рисунок 20- Шинопровод на подстанции

Молниеотводы (см. рисунок 21).

Молниеотводы считаются первыми в истории компонентами подстанции. Они имеют функцию защиты оборудования подстанции от сверхвысоких напряжений, а также ограничивают амплитуду и длительность потока тока. Они связаны между землей и линией, то есть соединены с оборудованием на подстанции. Они предназначены для отвода тока на землю, если возникает скачок тока, за счет защиты изоляции и проводника от повреждений. Они бывают разных типов и различаются в зависимости от обязанностей.

Высоковольтный автоматический выключатель (см. рисунок 22). Автоматические выключатели - это выключатели, используемые для

замыкания или размыкания цепей в момент возникновения неисправности в системе.



Рисунок 21- Молниеотвод металлический типа МС

Автоматический выключатель имеет 2 подвижных контакта, которые в нормальных ситуациях находятся в состоянии «Выкл». В то время, когда в системе возникает какая-либо неисправность, реле посылает отключенную команду на автоматический выключатель, который раздвигает контакты, таким образом избегая любого повреждения схемы.



Рисунок 22- Автоматический выключатель элегазового типа

Рассмотрим реле.

Реле являются основным компонентом на подстанции, предназначенным для обнаружения неисправностей, определения места его возникновения, а также сообщаящим об этом в систему управления или диспетчеру. Конструктивно расположены в шкафах РЗА (см. рисунок 23). Типы применяемых реле очень разнообразны. Например, только по принципу действия они бывают тепловыми, полупроводниковыми, индукционными, электронными, электромагнитными, электродинамическими и др.



Рисунок 23- Шкафы РЗА

Реле являются отдельным компонентом, например, от неисправностей. Реле - это в основном чувствительные устройства, которые предназначены для обнаружения неисправностей и определяют его местоположение, а также отправляют сообщение о прерывании сработавшей команды в конкретную точку цепи. Автоматический выключатель распадается на контакты после получения команды от реле. Они защищают оборудование от других повреждений, таких как пожар, риск для жизни человека и устранение неисправностей в определенной части

подстанции. Ниже приведена схема компонентов подстанции, называемая реле.

Конденсаторные батареи (см. рисунок 24).

Батарея конденсаторов представляет собой комплект из многочисленных идентичных конденсаторов, которые соединены либо параллельно, либо последовательно внутри общего корпуса и используются для коррекции коэффициента мощности, а также для защиты электрооборудования подстанции [10]. Они действуют как источник реактивной мощности и, таким образом, уменьшают разницу фаз между током и напряжением. Это увеличивает мощность пульсации тока по питанию и позволяет избежать нежелательных процессов в системе подстанции. Использование конденсаторных батарей является экономичным методом для поддержания коэффициента мощности.



Рисунок 24- Конденсаторные батареи на подстанции

Аккумуляторные батареи (см. рисунок 25).

Некоторые важные части подстанции, такие как аварийное освещение, релейная система и схемы автоматического управления, работают от аккумуляторных батарей. Размер батареи зависит от напряжения, необходимого для работы цепи постоянного тока соответственно. Аккумуляторы бывают двух основных типов: кислотно-щелочные и свинцово-кислотные. Свинцово-кислотные батареи относятся к

наиболее распространенному типу и массово используются на подстанциях, поскольку они обеспечивают высокое напряжение и дешевле в стоимости.



Рисунок 25- Аккумуляторы для подстанций

Высокочастотный заградитель (см. рисунок 26).

ВЧ-заградитель является одним из компонентов подстанции, который размещается на входящих линиях для фильтрации высокочастотных волн. Высокочастотные волны, источником которых являются близлежащие подстанции или нагрузки, нарушают ток и напряжение, поэтому их фильтрация имеет большое значение [11]. ВЧ-заградитель в основном блокирует высокочастотные волны, но может также перенаправлять высокочастотные колебания на телекоммуникационную панель.

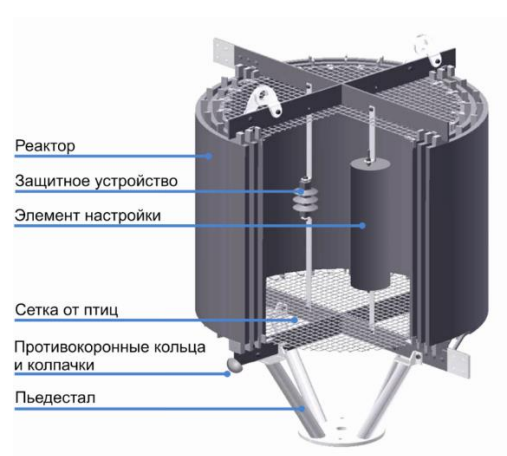
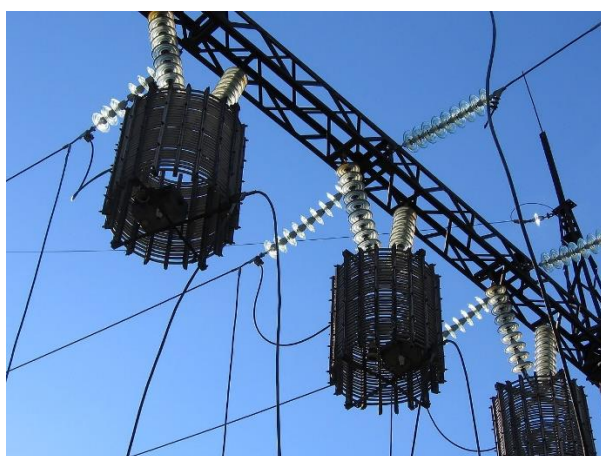


Рисунок 26- Высокочастотный заградитель

Открытое распределительное устройство (ОРУ) (см. рисунок 27).

ОРУ содержит набор коммутационных аппаратов, таких как разъединители, переключатели, выключатели, автоматические выключатели. ОРУ имеет собственную молниезащиту. ОРУ отличается расположением на открытом воздухе без защиты от воздействия окружающей среды.



Рисунок 27- ОРУ на 35 кВ

Приборы учета и индикации.

На каждой подстанции имеется множество приборов для измерения и индикации, таких как ваттметры, вольтметры, амперметры, измерители коэффициента мощности, счетчики активной и реактивной энергии и др. Эти приборы установлены в разных местах на подстанции для управления и контроля значений тока и напряжения.

Оборудование для измерения тока устанавливается на подстанции с целью связи, диспетчерского управления, телеметрии, и / или ретрансляции и т.д. Такое оборудование часто устанавливается в отдельном помещении и подключается к силовой цепи высокого уровня напряжений.

Защита оборудования ПС от перенапряжения.

Переходные процессы системы подстанций перенапряжений обусловлены природными и естественными характеристиками. Существует несколько причин для перенапряжений, которые могут быть вызваны внезапным изменением условий в системе, например, сбросом нагрузки,

неисправностями или операциями переключения и др. (первый тип) или из-за воздействия молнии (второй тип). Величина перенапряжений может превышать максимально допустимые уровни напряжения, поэтому оборудование ПС необходимо защищать и снижать перенапряжение, чтобы избежать повреждения приборов, оборудования и линий подстанции.

Исходящие фидеры (см. рисунок 28).

Существует множество исходящих фидеров, которые подключены к подстанциям. По сути, соединение осуществляется с помощью шины подстанции для передачи энергии от подстанции к точкам обслуживания. Таким образом, фидер это питающая линия отходящая от шин подстанции.

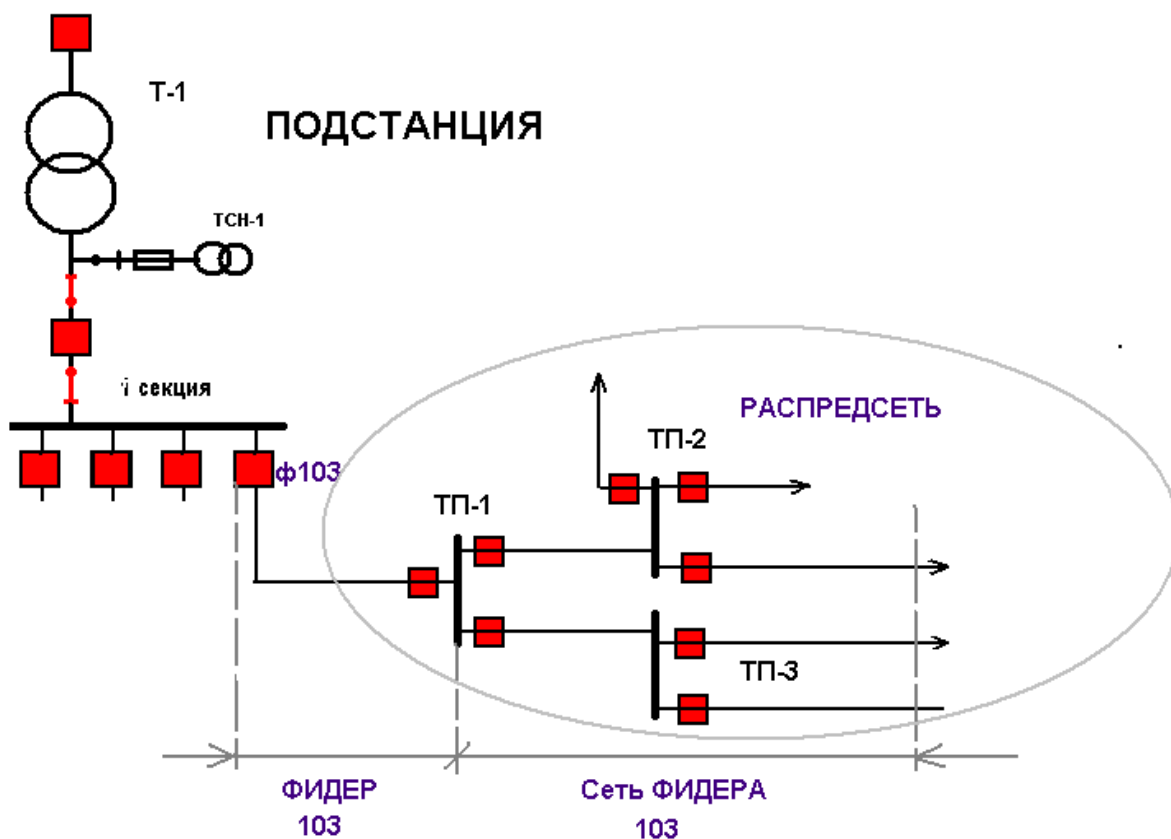


Рисунок 28- К понятию «Фидер»

На рисунке 28 под термином «фидер» понимается вся сеть, подключенная к выключателю 103 на подстанции. В узком понятии «фидер» это головной участок кабеля от выключателя ф103 до выключателя в ТП-1.

Несмотря на то, что выше приведены некоторые стандартные компоненты, которые применяются на электрических подстанциях, в зависимости от типа подстанции и их функционирования, компоненты электрической подстанции могут немного изменяться. Также с развитием технологий многие компоненты постоянно обновляются, чтобы соответствовать последним достижениям науки и техники, для обеспечения высоких эксплуатационных показателей.

1.2 Системы управления и контроля электрическими подстанциями

Ранние электрические подстанции использовали ручное переключения и регулировку оборудования, а также ручной сбор данных о нагрузке, потреблении энергии, произошедших сбоях и неисправностях. По мере роста сложности распределительных сетей с экономической точки зрения возникла необходимость автоматизировать надзор и управление подстанциями из централизованного пункта обслуживания, чтобы обеспечить общую координацию в случае чрезвычайных ситуаций и снизить эксплуатационные расходы. В ранних попытках удаленного управления подстанциями использовались специальные провода связи, которые часто проходили рядом с силовыми цепями. Несущие линии электропередачи, коротковолновая радиопередача, волоконно-оптические кабели, а также выделенные проводные цепи дистанционного управления были применены для системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) для подстанций. Развитие микропроцессорной техники привело к экспоненциальному увеличению количества параметров, которые можно было бы контролировать. Сегодня стандартизированные протоколы связи,

такие как DNP3, IEC 61850, Modbus, RS-232/422/485, используются, чтобы позволить нескольким интеллектуальным электронным устройствам связываться друг с другом и центрами диспетчерского управления [12]. Сети управления подстанциями, Ethernet-коммутаторы и встраиваемые компьютеры MOXA должны соответствовать стандартам IEC 61850-3 и IEEE 1613. Распределенное автоматическое управление на подстанциях является одним из элементов так называемой интеллектуальной сети или подстанции (Smart Grid).

1.3 Особенности устройства подстанций 110/10 кВ

Подстанция 110/10 кВ предназначена для приема, преобразования, распределения энергии и электроснабжения потребителей электроэнергии напряжением 10 кВ. Подключение подстанции к энергосистеме выполняется (рекомендуется) двумя кабельными линиями 110 кВ с врезкой в существующую ВЛ 110 кВ [13].

ПС 110/10 кВ может использоваться в следующих климатических условиях:

- диапазон температур воздуха от -45°C до $+45^{\circ}\text{C}$;
- максимальная высота 1000 м над уровнем моря.

Максимальный размер расчетной шумовой санитарно-защитной зоны для ПС 110/10 кВ составляет 15 м.

Уровень электромагнитного излучения за пределами санитарно-защитной зоны не должен превышать максимально допустимые уровни, указанные в СанПиН 2.2.4.1191-03 и ГН 2.1.8 / 2.2.4.2262-07.

Окружающая среда не должна быть взрывоопасной, в ней должны отсутствовать проводящие пыли, едкие газы и пары с концентрациями, которые могут разрушить материал и изоляцию, типа I и II по ГОСТ 15543.1 и ГОСТ 15150.

Рекомендуемый тип трансформатора:

- трансформатор должен быть масляного типа, подходящего для наружной установки;
- параметры трансформатора должны соответствовать характеристикам подстанции;
- конструкция трансформатора должна обеспечивать возможность его технического обслуживания и ремонта, для обеспечения длительной безотказной эксплуатации;
- трансформатор должен выдерживать перегрузки, резкие изменения напряжения и нагрузки, в том числе и короткие замыкания;
- материалы, применяемые в трансформаторе, должны быть высокого класса, иметь соответствующий назначению класс изоляции, выдерживать изменения температуры и атмосферные условия, возникающие в условиях работы при нормальных показателях функционирования, не изменять свои свойства во времени;
- все наружные элементы, включая проходные изоляторы с их опорами, должны быть спроектированы так, чтобы избежать возникновения мест, в которых могла бы скапливаться вода;
- все токопроводящие элементы, соединения и контакты должны иметь достаточное поперечное сечение и площади поверхностей, для непрерывной передачи рабочих токов без чрезмерного нагрева. Все элементы должны быть надежно закреплены болтами или установочными винтами достаточного размера.

1.4 Параметры, характеризующие работу подстанции «Тяговая»

К подстанции «Тяговая» подключены несколько крупных потребителей и множество мелких. К крупным относятся ОАО «МНПЗ» и ОАО «Молочный комбинат». Менее крупными являются несколько отдельно стоящих офисных зданий, мастерских и жилых зданий. Первые относятся к

потребителям I категории, остальные ко II и III категориям [14]. Бесперебойность энергоснабжения достигается за счет питания от двух независимых линий с переключением между ними при помощи АВР. Подстанция питается от двух ВЛ: ВЛ-110 Мозырь 330 – Сользавод №1 и ВЛ-110 Мозырь330 – Сользавод №2. Общее потребление энергии составляет

Однолинейная схема подстанции ПС 110/10 кВ «Тяговая» показана на рисунке 29. Для понижения напряжения применяются два трансформатора ТДН-10000/110/10. Со стороны ОРУ 110 кВ использована схема мостика с двумя секционными разъединителями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов. Имеются также секционные разъединители (QS3, QS4), которые в нормальных условиях разомкнуты. На стороне НН 10 кВ схема с одной секционированной системой шин.

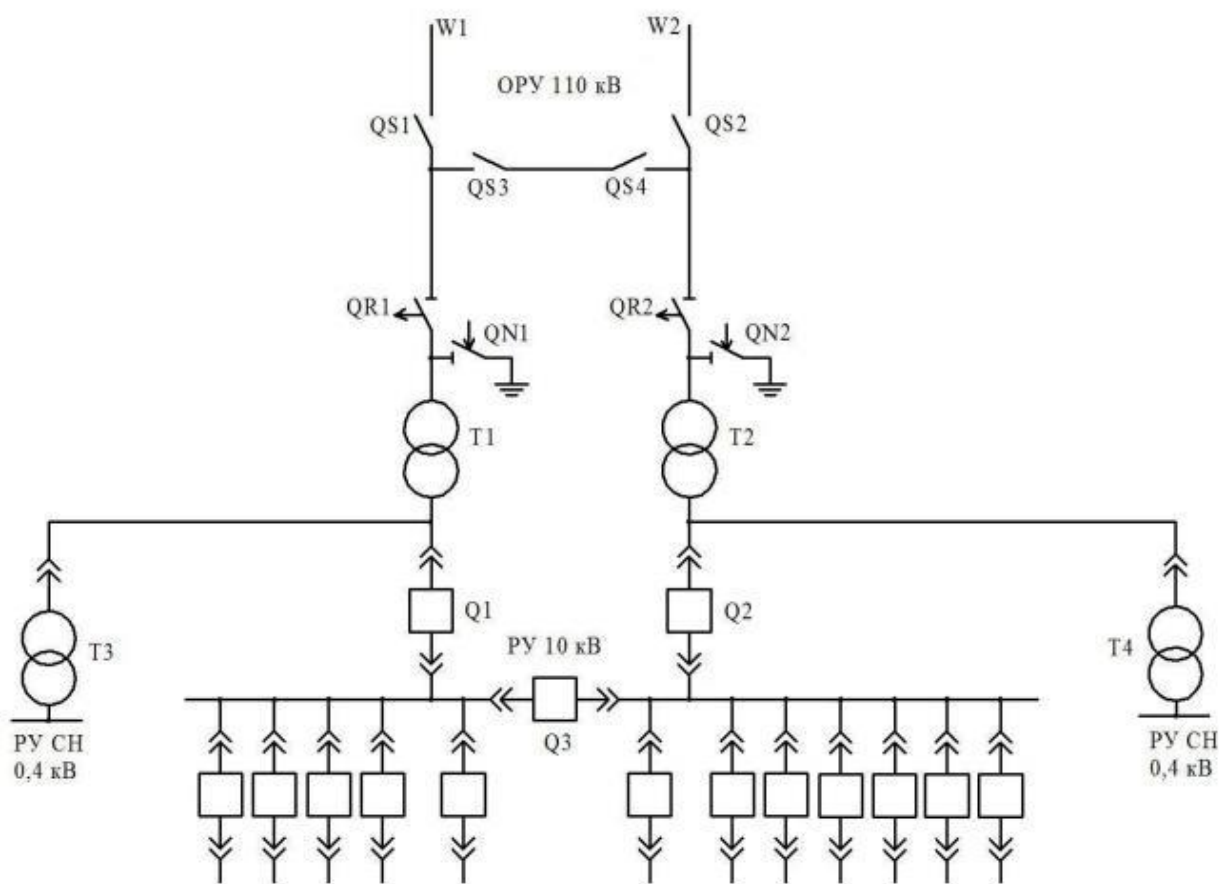


Рисунок 29 – Однолинейная схема ПС 110/10 кВ «Тяговая»

1.5 Выводы по разделу 1

Анализ технического состояния подстанции «Тяговая» показал необходимость в её реконструкции с заменой силового оборудования, кабельных линий связи, устройства релейной защиты и автоматики, распределительных устройств.

Реконструкцией подстанции достигаются две цели:

- улучшение экономических показателей эксплуатации подстанции от реализации проекта;

- повышение надежности работы подстанции за счет применения более простой и удобной в эксплуатации схемы подстанции, применения высокотехнологического оборудования.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчет электрических нагрузок

Трансформатор имеет три основных номинальных параметра: напряжение, ток и полную мощность. Так как данные параметры взаимосвязаны, достаточно указать напряжение с током или полную мощность.

При расчете нагрузки для существующей электрической системы или при разработке совершенно новой системы можно воспользоваться линейными диаграммами системы, показывающими суточное потребление электроэнергии (см. рисунок 30) и годовое, приведенное к времени работы подстанции (см. рисунок 31). Графики включают в себя суммирование отдельных нагрузок, которые должны быть предоставлены каждым получателем энергии от данной подстанции.

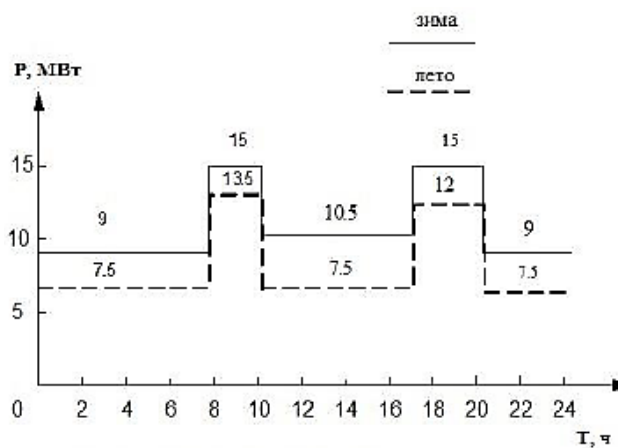


Рисунок 30- Суточный график нагрузки

За год подстанция передает потребителям электричества согласно формуле (1)

$$W_{\Gamma} = \sum P_i \cdot T_i, \quad (1)$$

где P_i – потребление активной энергии, МВт;

T_i – время, за которое потреблялась активная энергия, ч.

Количество P_i и величина T_i определяются по рисунку 29 для каждого i -го интервала.

$$W_{\Gamma} = 15 \cdot 914 + 13,5 \cdot 365 + 12 \cdot 545 + 10,5 \cdot 1280 + \\ + 9 \cdot 2195 + 7,5 \cdot 3457 = 84340 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

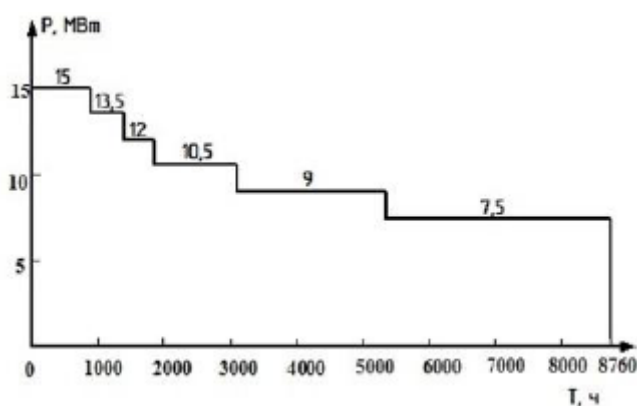


Рисунок 31- Годовой график нагрузки

Определим среднюю часовую нагрузку (2)

$$P_{\text{ср.г}} = \frac{W_{\Gamma}}{T_{\Gamma}}, \quad (2)$$

где $T_{\Gamma}=8760$ ч – годовое время работы подстанции [15].

$$P_{\text{ср.г}} = \frac{84340}{8760} = 9,62 \text{ МВт.}$$

Отношение средней часовой нагрузки к максимальной часовой потребляемой мощности называется коэффициентом заполнения годового графика и определяется по формуле (3)

$$K_{зпг} = \frac{P_{срг}}{P_{макс}}, \quad (3)$$

где $P_{макс} = 15$ МВт – определено по графику рис. 29.

$$K_{зпг} = \frac{9,62}{15} = 0,64.$$

2.2 Выбор оптимальной мощности трансформаторов

С учетом допустимых аварийных и систематических перегрузок принимается наибольшее значение мощности трансформатора.

Номинальная мощность трансформаторов определяется (4):

$$S_{т.ном} \approx \frac{S_{наг.макс.} \cdot K_{12}}{1,4(n-1)}, \quad (4)$$

где $S_{наг.макс.}$ - максимальная часовая потребляемая мощность;

K_{12} - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий [16];

n – число параллельно работающих трансформаторов ($n = 2$);

1,4 – коэффициент, учитывающий нагрузочную способность.

$$S_{т.ном} \approx \frac{15 \cdot 0,8}{1,4(2-1)} = 8,57 \text{ МВА.}$$

Для оценки характеристик предварительно принимаем два трансформатора с ближайшими большими значениями полной мощности: 10 и 16 МВА. Тип трансформатора – ТДН (трехфазный, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, РПН). Основные параметры выбранных трансформаторов в таблице 1.

Выполним сравнение двух предварительно выбранных трансформаторов по их технико-экономическим показателям (ТЭП).

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х Q_x , квар, определяются по формуле (5)

$$Q_X = \frac{I_X}{100} S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (5)$$

где I_X – ток холостого хода (принимается по паспортным данным);

$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная полная мощность (принимается по паспортным данным).

Таблица 1 - Характеристики трансформаторов

Параметр	Тип трансформатора	
	ТДН-10000/110/10	ТДН-16000/110/10
Номинальная мощность, кВА	10000	16000
Высшее напряжение, кВ	115	115
Низшее напряжение, кВ	10,5	10,5
Схема и группа соединения обмоток	Ун/Д-11	Ун/Д-Д
Напряжение КЗ, %	8,0	10,0
Ток холостого хода, %	0,4	0,4
Обозначение НТД	ГОСТ 11920-93	
Масса, кг	20710	29650
Примечание	РПН+8х1,5% для собственных нужд	

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания Q_K , квар, определяются по формуле (6)

$$Q_K = \frac{u_K(\%)}{100} S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (6)$$

где $u_K(\%)$ – напряжение короткого замыкания (принимается по паспортным данным);

Загрузочный коэффициент (7)

$$K_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (7)$$

Активные потери мощности при коротком замыкании трансформатора P'_K , кВт (8)

$$P'_K = \Delta P_K + K_{u.n} Q_K, \quad (8)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания (паспортное данное);

$K_{u.n}$ - коэффициент повышения потерь активной мощности в связи с передачей реактивной мощности (справочное данное).

Приведенные потери мощности при холостом ходе трансформатора P'_X , кВт (9)

$$P'_X = \Delta P_X + K_{u.n} Q_X, \quad (9)$$

где ΔP_X – потери холостого хода (паспортное данное)

Приведенные потери мощности P'_T , кВт (10)

$$P'_T = P'_X + K_3^2 \cdot P'_K. \quad (10)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов $S_{ЭПС}$, кВА (11)

$$S_{ЭПС} = S_{НОМ.Т} \sqrt{n(n-1) \frac{P'_X}{P'_T}}. \quad (11)$$

Потери электроэнергии на подстанции (12)

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma W_{Ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma W_{K.b.i} = \\ &= \sum n_i P'_X T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} P'_{K.B} K'_{3.B.i} T_i \right). \end{aligned} \quad (12)$$

Расчеты потерь сведем в таблицы 2 и 3.

Цена 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{э}}$, руб/кВт·ч (13)

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta. \quad (13)$$

За год потери в трансформаторах в денежном эквиваленте рассчитываются по формуле (14)

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} C_{\text{э}}. \quad (14)$$

Величина отчислений за год определяется по формуле (15)

$$И_0 = p_{\text{сум}} K. \quad (15)$$

Величина эксплуатационных издержек за год определяется по формуле (16)

$$И = И_{\text{э}} + И_0. \quad (16)$$

Приведенные затраты к типу трансформатора (17)

$$З_{\text{ПР}} = E_{\text{Н}} K + И. \quad (17)$$

Рассчитаем ТЭП трансформатора ТДН-10000/110/10:

$$Q_{\text{Х}} = \frac{0,4}{100} 10000 = 40 \text{ квар},$$
$$Q_{\text{К}} = \frac{10,5}{100} 10000 = 1050 \text{ квар},$$
$$K_{\text{З}} = \frac{15000}{10000} = 1,5,$$

$$P'_K = 58 + 0,05 \cdot 1680 = 110,5 \text{ кВт},$$

$$P'_X = 10 + 0,05 \cdot 40 = 12 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 12 + 1,5 \cdot 110,5 = 177,75 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{ЭПС}} = 10000 \sqrt{2(2-1) \frac{12}{110,5}} = 1512,54 \text{ кВА}.$$

Таблица 2 - Потери электроэнергии в ТДН-10000/110/10

i- интервал	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.в.i}$	ΔW_{ki} , кВт·ч
1	15000	2	915	21960	1,5	113745
2	13500	2	364	8736	1,35	33987
3	12000	2	546	13104	1,2	43439
4	10500	2	1281	30744	1,05	78029
5	9000	2	2196	5274	0,9	98276
6	7500	2	3458	82992	0,75	107468
Итого				210240		474944

$$\Delta W_{\text{ПС}} = 210240 + 474944 = 685184 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$C_{\text{Э}} = \frac{441}{5622,66} + 1,17 = 1,24 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}),$$

$$И_{\text{Э}} = 685184 \cdot 1,24 = 849628,16 \text{ руб},$$

$$И_0 = 0,094 \cdot 19500000 = 1833000 \text{ руб},$$

$$И = 1833000 + 849628,16 = 2682628,16 \text{ руб},$$

$$З_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 19500000 + 2682628,16 = 5607628,16 \text{ руб}.$$

Рассчитаем ТЭП трансформатора ТДН-16000/110/10:

$$Q_X = \frac{0,4}{100} 16000 = 64 \text{ квар},$$

$$Q_K = \frac{10,5}{100} 16000 = 1680 \text{ квар},$$

$$K_3 = \frac{15000}{16000} = 0,93,$$

$$P'_K = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 168 \text{ кВт},$$

$$P'_X = 13 + 0,05 \cdot 64 = 16,2 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 12 + 0,93 \cdot 168 = 172,44 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{ЭПС}} = 16000 \sqrt{2(2-1) \frac{16}{168}} = 6982,97 \text{ кВА}.$$

Таблица 3 - Потери электроэнергии в ТДН-16000/110/10

i-интервал	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.в.i}$	ΔW_{ki} , кВт·ч
1	15000	2	915	29646	0,93	66476
2	13500	2	364	11793	0,84	21574
3	12000	2	546	17690	0,75	25798
4	10500	2	1281	41504	0,65	45462
5	9000	2	2196	71150	0,56	57847
6	7500	2	3458	112039	0,46	61463
Итого				283822		278620

$$\Delta W_{\text{ПС}} = 283822 + 278620 = 562442 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$И_{\text{э}} = 562442 \cdot 1,24 = 697428,08 \text{ руб},$$

$$И_0 = 0,094 \cdot 31200000 = 2932800 \text{ руб},$$

$$И = 697428,08 + 2932800 = 3630228,08 \text{ руб},$$

$$З_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 31200000 + 3630228,08 = 8310228,08 \text{ руб}.$$

Выбор между трансформаторами сделали по их приведенным затратам. Т.к. у трансформатора ТДН-10000/110/10 они ниже – выбрали данную модель трансформатора к использованию на подстанции.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Анализ короткого замыкания используется для определения величины тока короткого замыкания, которую система способна произвести и

сравнивать эту величину с параметрами защитных устройств от перегрузки по току. Поскольку защитные характеристики основаны на стандартах, методы, используемые при расчете токов короткого замыкания, должны соответствовать процедурам, которые организации по стандартизации определяют для расчета. В РФ это ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ». В США руководящие документы издаются Американским национальным институтом стандартов (ANSI). Изданы два стандарта на оборудование и руководство по применению, в котором описан расчет КЗ трансформаторов.

Токи короткого замыкания создают самую серьезную общую опасность для распределительных электрических сетей, защита компонентов системы и является основной задачей при разработке и применении защиты энергосистемы от КЗ. Токи короткого замыкания относительно легко рассчитать по современным методикам с высокой точностью результатов.

Для анализа цепей в режиме КЗ применяются несколько основополагающих концепций, позволяющих рассчитать основные характеристики токов короткого замыкания [17].

Устройство, которое прерывает ток короткого замыкания, представляет собой конструкцию, подключенную к электрической цепи, способную защитить от чрезмерного повреждения трансформатора токами короткого замыкания.

Выполним расчет трехфазного короткого замыкания.

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 составляем схему замещения (см. рисунок 32), определяем расчетную схему (см. рисунок 33). На данных схемах указываем все элементы подстанции и примыкающие части энергосистемы, необходимые при расчете токов КЗ. Так как параметры генерирующего устройства, наиболее отдаленного от точки короткого замыкания K_2 неизвестны, то изображаем его в виде единичного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и обобщенным эквивалентным

сопротивлением. При расчете ударного тока КЗ с целью проверки проводников и электрических аппаратов по условиям КЗ допустимо считать, что амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент наступления ударного тока равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

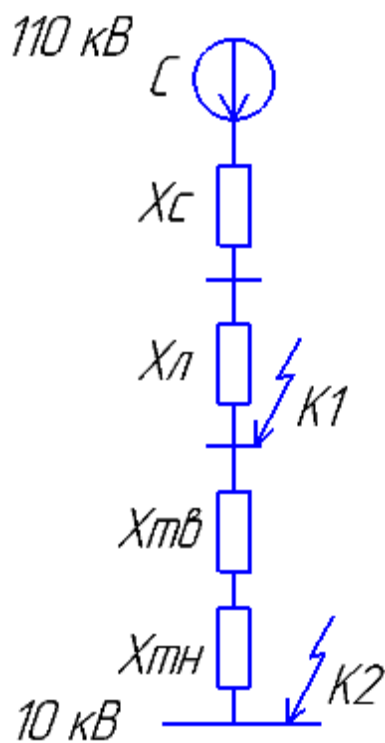


Рисунок 32- Схема замещения

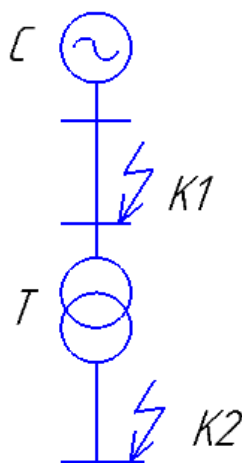


Рисунок 33- Расчетная схема

Параметры расчетной схемы:

- сеть С: напряжение 115 кВ, мощность короткого замыкания 1800 МВА;

- трансформатор Т: $S_{НОМ.Т} = 10000$ кВА;

- воздушные линии электропередач: $U_H = 115$ кВ, $X_{уд} = 0,4$ Ом/км, $l=2.8$ км;

- мощность базисная $S_б = 1000$ МВА;

- мощность короткого замыкания $S_к = 1800$ МВА.

Базисный ток на стороне низшего напряжения $I_{б.нн}$, кА, определяется по формуле (18)

$$I_{б.нн} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}, \quad (18)$$
$$I_{б.нн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА.}$$

Базисный ток на стороне высшего напряжения $I_{б.вн}$, кА, определяется по формуле (19)

$$I_{б.нн} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (19)$$
$$I_{б.нн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Параметры схемы замещения.

Сопротивление системы X_C , о.е., определяется по формуле (20)

$$X_C = \frac{S_б}{S_к}, \quad (20)$$
$$X_C = \frac{1000}{1800} = 0,55 \text{ о. е.}$$

Сопrotивление трансформатора $X_{ТН}$, о.е., определяется по формуле
(21)

$$X_{ТН} = \frac{u_k\% \cdot S_6}{100 \cdot S_k}, \quad (21)$$
$$X_{ТН} = \frac{10.5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 10.5 \text{ о.е.},$$
$$X_{ТВ} = \frac{10.5 \cdot 0.5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 5.25 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление воздушной линии $X_{Л}$, о.е., определяется по формуле
(22)

$$X_{Л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (22)$$
$$X_{Л} = 0.4 \cdot 2.8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.084 \text{ о.е.}$$

Короткое замыкание трехфазной линии.

Суммарное сопротивление до точки K_1 (23)

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{Л}, \quad (23)$$
$$X_{\Sigma 1} = 0.55 + 0.084 = 0.63 \text{ о.е.}$$

В точке K_1 определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания $I_{П0}^{(3)}$, кА, по формуле (24)

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E_6''}{X_{\Sigma 1}} I_6, \quad (24)$$
$$I_{П0}^{(3)} = \frac{1}{0.63} \cdot 5.02 = 7.96 \text{ кА.}$$

Величина ударного тока короткого замыкания в точке K_1 , $i_{уд}$, кА, определяется по формуле (25)

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (25)$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,96 \cdot 1,8 = 20,26 \text{ кА}$$

Суммарное сопротивление до точки K_2 (26)

$$X_{\Sigma 2} = X_C + X_L + X_{ТН} + X_{ТВ}, \quad (26)$$
$$X_{\Sigma 1} = 0,55 + 0,084 + 5,25 + 10,5 = 16,38 \text{ о. е.}$$

В точке K_2 определяем периодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания $I_{ПО}^{(3)}$, кА, по формуле (27)

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{E_6''}{X_{\Sigma 1}} I_6, \quad (27)$$
$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{1}{16,38} \cdot 54,98 = 3,35 \text{ кА}$$

Величина ударного тока короткого замыкания в точке K_2 , $i_{уд}$, кА, определяется по формуле (28)

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (28)$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,35 \cdot 1,92 = 9,09 \text{ кА}$$

Выполним расчет несимметричных токов короткого замыкания. Несимметричные КЗ являются крайним проявлением несимметричной нагрузки. Опасность несимметричного КЗ в том, что в данном режиме установившиеся токи КЗ достигают максимальных значений. Даже несмотря

на свою кратковременность, несимметричное КЗ оказывает сильное негативное воздействие на работу генерирующих устройств и всей сети.

Сопrotивления прямой и обратной последовательности в точке $K_1, X_{\Sigma 1}$, о.е., определяется по формуле (29)

$$\begin{aligned} X_{\Sigma 1} &= X_{\Sigma 2} = X_C + X_L, \\ X_{\Sigma 1} &= 0,55 + 0,084 = 0,63 \text{ о.е.} \end{aligned} \quad (29)$$

Сопrotивление нулевой последовательности в точке $K_1, X_{\Sigma 1}$, о.е., определяется по формуле (30)

$$\begin{aligned} X_{\Sigma 1} &= X_{\Sigma 2} = X_C + 0,47 \cdot X_L, \\ X_{\Sigma 1} &= 0,55 + 0,47 \cdot 0,084 = 2,96 \text{ о.е.} \end{aligned} \quad (30)$$

В точке K_1 определяем периодическую составляющую однофазного тока короткого замыкания $I_{\text{ПО}}^{(1)}$, кА, по формуле (31)

$$\begin{aligned} I_{\text{ПО}}^{(1)} &= m^{(1)} \cdot \frac{E_6''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(1)}} I_6, \\ I_{\text{ПО}}^{(1)} &= 3 \cdot \frac{1}{0,63 + 0,63 + 2,96} \cdot 5,02 = 3,56 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (31)$$

В точке K_1 определяем периодическую составляющую двухфазного тока короткого замыкания $I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА, по формуле (32)

$$\begin{aligned} I_{\text{ПО}}^{(2)} &= m^{(2)} \cdot \frac{E_6''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(2)}} I_6, \\ I_{\text{ПО}}^{(2)} &= \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,63 + 0,63} \cdot 5,02 = 6,9 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (32)$$

В точке K_1 определяем периодическую составляющую двухфазного тока короткого замыкания на землю $I_{\text{ПО}}^{(1.1)}$, кА, по формуле (33)

$$I_{\text{ПО}}^{(1.1)} = m^{(1.1)} \cdot \frac{E_6''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(1.1)}} I_6, \quad (33)$$

$$I_{\text{ПО}}^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,63 \cdot 2,96}{(0,63 + 2,96)^2}} \cdot \frac{1}{0,63 + \frac{0,63 \cdot 2,96}{(0,63 + 2,96)^2}} \cdot 5,02 = 10,37 \text{ кА.}$$

Величины ударного тока короткого замыкания в точке K_2 , $i_{\text{уд}}$, кА, для каждого вида КЗ определяется по формуле (34)

$$i_{\text{уд}}^{(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(i)} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (34)$$

$$i_{\text{уд}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 3,56 \cdot 1,8 = 9,06 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,8 = 17,56 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 10,37 \cdot 1,8 = 26,39 \text{ кА.}$$

2.4 Выбор электрического оборудования

Электрооборудование, расположенное на подстанции, спроектировано для обеспечения бесперебойной подачи электроэнергии конечным потребителям. Для надёжного функционирования системы применяется множество компонентов электрических подстанций, исходящие и входящие цепи, каждый из которых имеет свои автоматические выключатели, изоляторы, трансформаторы, систему шин и т.д. Безопасность и защита оборудования, а также работающего персонала также является значительным фактором. Для этого делается молниезащита, заземление оборудования и ограждение.

Подбор высоковольтного выключателя.

Выключатели переменного тока работают в следующей последовательности. Сначала формируется сильноточная дуга, когда контакты начинают размыкаться, а затем происходит гашение дуги, когда контакты полностью размыкаются. Автоматические выключатели могут быть отключены только тогда, когда ток проходит через точку пересечения нуля сигнала переменного тока. Хорошо, что это происходит 100 или 120 раз в секунду для энергосистем 50 и 60 Гц. При пересечении нуля дуга кратковременно прекращает электропроводность, и прерыватель временно становится разомкнутой цепью.

Однако сразу после прохождения тока через ноль напряжение начинает накапливаться в зазоре между контактами. Успешное размыкание требует, чтобы воздушный зазор внутри выключателя был способен выдерживать увеличивающееся напряжение (то есть полностью восстанавливать свою диэлектрическую прочность) в течение следующего полупериода, не испытывая диэлектрического пробоя.

Когда автоматический выключатель пытается отключиться, остаточные горячие газы и плазма из дуги могут привести к разрушению зазора, что приведет к возгоранию дуги. В этом случае автоматический выключатель будет полностью работать в течение следующего полупериода переменного тока, пока не появится другая возможность размыкания при следующем переходе тока через ноль. Если этот процесс гашения каждый раз не будет реализовываться, тепло от дуги может повредить или разрушить выключатель. Более того, продолжающийся протекать ток короткого замыкания может повредить дорогие вышестоящие трансформаторы и другое оборудование. Эта чрезвычайно опасная ситуация может возникнуть, когда ток КЗ выше, чем отключающая способность автоматического выключателя, или если автоматический выключатель вышел из строя из-за старения и накопленного повреждения в результате предыдущих операций прерывания.

Однако, если горячие газы в зазоре будут достаточно охлаждены или рассеяны, а свободные электроны в зазоре удалены, дуга может быть

предотвращена от повторного воспламенения. В этом случае выключатель восстанавливает свою полную диэлектрическую прочность в разомкнутой цепи, и прерыватель успешно выполняет свою задачу прерывания цепи. Во всех случаях дуга должна быть полностью погашена, чтобы прерыватель успешно прервал цепь и защитил энергосистему [18].

Высоковольтные выключатели используют различные методы для гашения дуги. Некоторые низковольтные выключатели растягивают и охлаждают дугу, используя магнитные поля, генерируемые самим собой, часто в сочетании с принудительным потоком газа, чтобы оттолкнуть дугу от контактов. Дуга затем дополнительно растягивается путем проталкивания ее через ряд разнесенных охлаждающих пластин, которые дополнительно растягиваются, быстро охлаждаются и затем гасят дугу. Другие прерыватели погружают размыкающие контакты в диэлектрический газ под давлением, такой как гексафторид серы (SF₆), CO₂ или смесь газов. SF₆ является сильно электроотрицательным газом - он быстро захватывает и удаляет любые свободные электроны в зазоре. Поскольку свободные электроны необходимы для разрушения и проводимости в газе, их удаление позволяет выключателю быстро восстановить свою полную диэлектрическую прочность.

Другой тип выключателя размыкает контакты в высоком вакууме. Высокий вакуум обычно является отличным диэлектриком, который может выдерживать относительно высокие напряжения на относительно небольшом зазоре. При открытии сильноточный вакуумный выключатель использует электроды специальной формы и электромагнитные силы, чтобы быстро вращать дугу через контактные поверхности. Это предотвращает контактное накаливание (и тепловую эмиссию электронов) в любой заданной точке, а сам вакуум позволяет металлической плазме (которая необходима для поддержания непрерывной вакуумной дуги) быстро диффундировать от зазора. Эти процессы позволяют вакуумному выключателю быстро восстанавливать свою диэлектрическую прочность при размыкании.

В высоковольтных системах несколько идентичных выключателей SF6 или вакуумных элементов могут быть соединены последовательно, чтобы разделить общее напряжение на нескольких выключателях. Специальные методы (обычно конденсаторы высокого напряжения, подключенные к каждому элементу выключателя) используются для равномерного распределения общего напряжения высокого напряжения между переключающими элементами.

Другие типы автоматических выключателей используют мощный поток сжатого воздуха для быстрого удаления плазмы и горячих газов и замены их более холодным воздухом. Эти воздушные взрывные выключатели также нагнетают дугу между холодными пластинами гашения дуги. Другой тип выключателя гасит дугу под охлаждающей ванной изоляционного масла (масляные выключатели). В более новых конструкциях энергосистемы современные вакуумные или элегазовые выключатели устанавливаются вместо старых масляных или воздушных дробеструйных выключателей из-за их уменьшенного размера, меньшего технического обслуживания и улучшенной долгосрочной надежности.

Для стороны высшего напряжения выбрал выключатель элегазовый колонковый LTB 145D₁/B с пружинным приводом типа BLK 222 с заводкой от электродвигателя производства АВВ [27] (АББ Электроинжиниринг) (см. рисунок 34, таблицу 4)



Рисунок 34- Выключатель элегазовый колонковый LTB 145D₁/B

Таблица 4 - Высоковольтный выключатель на стороне 110 кВ LTB 145D₁/B

Критерии выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{\text{кз}} = 10,37 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а.г}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$	$i_{\text{а.г}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{\frac{-t}{T_0}} = \sqrt{2} \cdot 10,37 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,12}} = 11,23 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = 22,74 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 26,39 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^2 (T_{\text{откл.НОМ}} + T_{\text{а}}) = 10,37^2 (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 21,83 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Для стороны низшего напряжения выбрал вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000У2 производства электротехнического завода «Консталин» [19], достоинством которого является применение в нем вакуумной дугогасительной камеры четвертого (последнего) поколения (см. рисунок 35, таблица 5)



Рисунок 35- Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2

Таблица 5- Вакуумный выключатель на стороне 10 кВ ВВ/TEL-10-31,5/2000

Критерии выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,32 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{\text{кз}} = 7,96 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а.г}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$	$i_{\text{а.г}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{\frac{-t}{T_0}} = \sqrt{2} \cdot 3,35 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,12}} = 3,62 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = 22,74 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 9,09 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^2 (T_{\text{откл.НОМ}} + T_{\text{а}}) = 3,35^2 (0,022 + 0,12) = 1,59 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 480 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Для входной цепи выбрали горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600 (см. рисунок 36, таблица 6).



Рисунок 36- Горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600

Таблица 6- Горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600

Критерии выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 26,39 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{КЗ}}^2 (T_{\text{откл.НОМ}} + T_{\text{а}}) = 10,37^2 (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Для стороны высшего напряжения выбрал встраиваемый трансформатор тока ТВ-110-200/5У1 ТУ16-2004.ОГГ.237.049 производства ООО «Энергооборудование» (см. рисунок 36, таблицы 6 и 7) [20].

Таблица 6- Трансформатор тока типа ТВ-110-200/5У1

Критерии выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ.ДП}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 26,39 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 145 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{КЗ}}^2 (T_{\text{откл.НОМ}} + T_{\text{а}}) = 10,37^2 (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 101,69 \text{ кА} \cdot \text{с}$



Рисунок 36- Трансформатор тока типа ТВ-110-200/5У1

Таблица 7- Вторичная нагрузка для трансформатора тока

Фаза	Нагрузка, В·А			Итого, В·А
	Амперметр типа ЦМ-120	Ваттметр типа ЦМ-120	Счетчик энергии типа СЭТ- 4ТМ.03.01	
Фаза А	0,1	0,1	0,5	0,7
Фаза В	-	-	-	-
Фаза С	-	0,1	0,5	0,6

Суммарное сопротивление приборов вторичной нагрузки трансформаторов тока (35)

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (35)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление проводов подключения вторичной нагрузки трансформаторов тока (36)

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2.\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом.}$$

По известной мощности и рассчитанному сопротивлению проводов определяем сечение проводов (37)

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{Z_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 120}{1,07} = 2,02 \text{ мм}^2.$$

По справочнику принимаем ближайшее большее стандартное значение медного провода 2,5 мм².

Для стороны низшего напряжения предварительно необходимо рассчитать ток продолжительного режима (38)

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А.}$$

По рассчитанному току выбрал проходной трансформатор тока типа ТПОЛ-10 ТУ16-2010.ОГГ.671.225.012 производства ООО «Свердловского завода трансформаторов тока» (см. рисунок 37, таблицы 8 и 9) [21].

Таблица 8 - Трансформатор тока типа ТПОЛ-10

Критерии выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дп}} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном.дп}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 9,09 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^2 (T_{\text{откл.ном}} + T_{\text{а}}) = 3,35^2 (0,022 + 0,12) = 1,59 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 400 \text{ кА} \cdot \text{с}$



Рисунок 37- Трансформатор тока типа ТПОЛ-10

Таблица 9 - Вторичная нагрузка для трансформатора тока

Фаза	Нагрузка, В·А				Итого, В·А
	Амперметр типа ЦК-120	Ваттметр типа ЦК- 120	Варметр типа ЦК- 120	Счетчик энергии типа СЭТ- 4ТМ.03.01	
Фаза А	0,1	0,1	0,1	0,5	0,8
Фаза В	-	-	-	-	-
Фаза С	-	0,1	0,1	0,5	0,7

Суммарное сопротивление приборов вторичной нагрузки трансформаторов тока (35)

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (35)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление проводов подключения вторичной нагрузки трансформаторов тока (36)

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2.\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,032 - 0,1 = 1,068 \text{ Ом.}$$

По известной мощности и рассчитанному сопротивлению проводов определяем сечение проводов (37)

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{Z_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 70}{1,068} = 1,179 \text{ мм}^2.$$

По справочнику принимаем ближайшее большее стандартное значение медного провода 2,5 мм².

Для стороны высшего напряжения выбрал заземляемый трансформатор напряжения индуктивный газонаполненный серии ЗНОГ-110-III-У1 ТУ3414-106-49040910-2012 производства ЗАО «Великолукский завод электротехнического оборудования» (см. рисунок 38, таблицы 10 и 11) [22].



Рисунок 38- Трансформатор напряжения серии ЗНОГ-110-III-У1

Таблица 10 - Основные параметры ЗНОГ-110-III-У1

Параметр	Ед.измер	Значение
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126/√3
Класс точности вторичных обмоток	-	0,2/0,5/1,0
Номинальная мощность вторичной обмотки	ВА	1000
Состав смеси газов_номинальное давление_(давление заполнения)	-	Элегаз 0,5(5)

Таблица 11 - Вторичная нагрузка для трансформатора напряжения

Фаза	Нагрузка, В·А		Итого, В·А
	Ваттметр типа ЦМ-120	Счетчик энергии типа СЭТ-4ТМ.03.01	
Фаза А	0,1x6=0,6	0,1x6=0,6	1,2
Фаза В	-	-	-
Фаза С	0,1x6=0,6	0,1x6=0,6	1,2

Для стороны низшего напряжения выбрал трансформатор напряжения трехфазный антирезонансный с естественным масляным охлаждением НАМИ-10-95 УХЛ2 ТУ 3414-026-11703970-05 производства ООО «Автоматика» (см. рисунок 39, таблица 12) [23].

Таблица 12 - Характеристики НАМИ-10-95

Параметр	Ед.измер	Значение
Класс напряжения обмоток:		
- первичной	кВ	10
- вторичной основной	кВ	0,1
Схема и группа соединения обмоток	-	У _Н /У _Н /П-О
Предельная мощность обмоток:		
- первичной	ВА	1000
- вторичной основной	ВА	900
Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	12 (7,2)
Класс точности: первичной/вторичной основной/вторичной дополнительной	-	0,5/1,0/3,0
Напряжение короткого замыкания между первичной и основной вторичной обмотками, U _к	%	0.9



Рисунок 39- Трансформатор напряжения НАМИ-10-95

Нагрузкой трансформатора напряжения являются 8 счетчиков энергии СЭТ-4ТМ.03.01 с суммарной потребляемой мощностью 0,8 ВА.

Произведем расчет и выбор гибких шин на стороне 110 кВ.

Длительный максимальный ток (38)

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (38)$$
$$I_{\text{макс}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А.}$$

Принимаем экономическую плотность тока $j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение проводника (39)

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (39)$$
$$s = \frac{73,48}{1} = 73,48 \text{ мм}^2.$$

Принимаем неизолированный сталеалюминиевый провод АС 95/16:

- электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току – 0,3007 Ом;
- соответствует ГОСТ-839-80;
- площадь сечения провода по элементам – 111,33 мм²;
- допускаемый ток 330 А (что больше расчетного).

Проверим выбранный провод АС 95/16 [28] по условиям коронирования.

Расстояние между соседними фазами D принимаем равным 250 см [14]. Тогда средняя длина линии между соседними проводами фаз имеет длину, определяемую по формуле (40)

$$D_{\text{ср}} = 1.26 \cdot D, \quad (40)$$

$$D_{cp} = 1.26 \cdot 250 = 315 \text{ см.}$$

В непосредственной близости от провода напряженность электрического поля зависит от уровня номинального напряжения и геометрии линии (41)

$$E = \frac{0.345 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (41)$$

где r_0 – радиус провода, см [14]

$$E = \frac{0.345 \cdot 115}{1.26 \cdot \lg \frac{315}{1.26}} = 14,17 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Максимально допустимая напряженность вокруг линии (42)

$$E_o = 30.3 \cdot m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (42)$$

где m - коэффициент шероховатости поверхности провода. Принимаем $m=0,82$ [14]

$$E_o = 30.3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.26}}\right) = 31,46 \text{ кВ/см.}$$

Отрицательные условия для коронации создаются при выполнении условия (43)

$$1,07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_o, \quad (43)$$

$$1,07 \cdot 14,17 = 15,72 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 0.9 \cdot 31,46 = 28,31 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Условие выполняется.

Произведем расчет и выбор гибких шин на стороне 10 кВ.

Длительный максимальный ток (44)

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (44)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А.}$$

Принимаем неизолированный сталеалюминиевый провод 3хАС 240/39:

- электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току – 0,1222 Ом;
- соответствует ГОСТ-839-80;
- площадь сечения провода по элементам – 274,66 мм²;
- допускаемый ток 1830 А (что больше расчетного)

Провод на стороне низшего напряжения проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания. Так как гибкая шина состоит из трех проводов, ток К.З. распределится между ними в соответствии с формулой (45)

$$I_{\text{кз1}} = \frac{I_{\text{кз}}}{3}, \quad (45)$$

$$I_{\text{кз1}} = \frac{11020}{3} = 3673,33 \text{ А.}$$

Минимально необходимая площадь сечения гибкой шины $S_{\text{мин}}$, мм², определяется по формуле (46)

$$S_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{кз1}}}{C} \sqrt{t_{\text{сп.з}}}, \quad (46)$$

где C - термический коэффициент для нормальных условий. По [15]

принимаем равным $C=91$;

$t_{\text{сп.з}}$ - временная характеристика защитной аппаратуры. Принимаем

равным $t_{\text{сп.з}} = 0,5 \text{ с}$ [24].

$$S_{\text{мин}} = \frac{3673,33}{91} \sqrt{0,5} = 28,54 \text{ мм}^2.$$

Критерий выполняется.

2.5 Выбор коммутационной аппаратуры

Подберем коммутационную аппаратуру, входящую в состав цепей и устройств защиты и автоматики.

Газовое реле (реле Бухгольца).

Газовое реле для трансформатора представляет собой защитное устройство, установленное в верхней части маслонаполненного трансформаторного бака. Оно выполняет две функции. Реле обнаруживает медленное накопление газов, формируя сигнал после того, как определенное количество газа было собрано. Кроме того, оно реагирует на внезапное изменение давления, которое сопровождается высокой скоростью появления газа (из-за крупной внутренней неисправности), быстро инициируя отключение трансформатора. Незначительная неисправность или медленно развивающаяся неисправность, как правило, вызывает медленное образование газа.

Примеры неисправностей, связанных со срабатыванием газового реле при медленном накоплении газа в баке:

- протекание тока через дефектные опорные и изоляционные конструкции;
- дефектные соединения на клеммах обмотки, вызывающие нагрев;
- незначительные проблемы с устройством РПН и др.

Основные неисправности, которые приводит к быстрому образованию большого объема газов:

- короткие замыкание между витками и обмотками;

- замыкания открытых цепей, которые приводят к сильному искрению и др.

Невозможность отключения трансформатора в условиях неисправности может привести к серьезному повреждению оборудования из-за высокого давления газа и масла и к его электрическому повреждению.

Работа газового реле основана на следующих процессах, проходящих в трансформаторе при сильной генерации газа. Внутренние электрические неисправности трансформатора приводят к образованию ионизированных газов. Образующиеся газы поднимаются через масло к верхней части оборудования и собираются в газовом реле. Как только накапливается достаточный объем газа, контакты внутри газового реле срабатывают, посылая сигнал тревоги. В случае появления сигнала от газового реле, необходимо отобрать и проанализировать генерируемый газ. Этот анализ, наряду со знанием скорости накопления газа, определит правильный порядок действий при оценке технического состояния трансформатора. Если анализ показывает, что неисправность развивается, устройство должно быть выведено из эксплуатации.

Выбираем двухпоплачковое газовое реле Бухгольца BF-80/10 производства Maschinenfabrik Reinhausen GmbH - MR (Германия) (см. рисунок 40) [28]. Реле оснащено следующей системой коммутации:

- переключающий контакт: магнитный пускатель;
- клапанный затвор: удерживается магнитом;
- время срабатывания клапанного затвора: $<0,1$ с. при увеличении скопления газа с 200 см^3 до 300 см^3 и скорости течения изоляционной жидкости $0,65 \text{ м/с}$.

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ).

Дифференциальная защита - это защита трансформатора для определенной зоны или единицы оборудования.



Рисунок 40- Газовое реле Бухгольца BF-80/10

Он основан на том факте, что только в случае внутренних неисправностей в контролируемой зоне дифференциальный ток (разница между входным и выходным токами) будет высоким.

Однако дифференциальный ток иногда может быть значительным даже без внутренней неисправности. Это связано с определенными характеристиками трансформаторов тока (различные уровни насыщения, нелинейности), измеряющих входные и выходные токи, и защищаемого силового трансформатора. За исключением пускового тока и тока перевозбуждения, большинство других проблем можно решить с помощью дифференциального реле защиты, которое добавляет к нормальному дифференциальному реле две ограничивающие катушки, питаемые от сквозного зонного тока, путем правильного выбора результирующая процентная дифференциальная характеристика и правильное подключение трансформаторов тока на каждой стороне силового трансформатора. Дифференциальные защитные реле эксплуатируются уже много лет.

Выполним расчет параметров дифференциальной токовой защиты.

Первичный ток для стороны 115 кВ

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ, ср}}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50.2 \text{ A.}$$

Первичный ток для стороны 10.5 кВ

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 549.85 \text{ А.}$$

Схема соединения трансформатора тока на стороне высокого напряжения – треугольник, на стороне низкого напряжения – звездой. Коэффициент схемы трансформатора тока $K_{\text{сх}}$ на стороне высокого напряжения – $\sqrt{3}$, на стороне низшего напряжения – 1 [25]. Коэффициент трансформации трансформатора тока K_I на стороне высокого напряжения равен 200/5, на стороне низкого напряжения 2000/5.

Вторичный ток в плечах защиты для стороны 115 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (49)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР}} = \frac{50,2 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 2,17 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{НОМ.ВН}} = 2,17 \text{ А.}$

Вторичный ток в плечах защиты для стороны 10,5 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВТОР}} = \frac{549,85 \cdot 1}{2000/5} = 1,37 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{НОМ.НН}} = 1,37 \text{ А.}$

Для РПН принимаем диапазон регулирования от $U_{\text{рпн.мин}} = 96,5 \text{ кВ}$ до $U_{\text{рпн.макс}} = 126 \text{ кВ}$. Тогда среднее значение диапазона регулирования

$$U_{\text{рпн.ср}} = \frac{U_{\text{рпн.мин}} + (U_{\text{рпн.макс}} - U_{\text{рпн.мин}})}{2}, \quad (50)$$

$$U_{\text{рпн.ср}} = \frac{96,5 + (126 - 96,5)}{2} = 111,25 \text{ кВ.}$$

Размах диапазона регулирования РПН

$$U_{\Delta, \text{РПН}} = \frac{100\%(U_{\text{рпн.макс}} - U_{\text{рпн.мин}})}{2 \cdot U_{\text{рпн.ср}}}, \quad (51)$$

$$U_{\Delta, \text{РПН}} = \frac{100\%(126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13\%.$$

Относительный ток внешнего короткого замыкания

$$I_{\text{кз.внеш.макс}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{кз.внеш.макс}} = \frac{1037}{50,20} = 20,65 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки

$$I_{\text{ср.то}} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (53)$$

$$I_{\text{ср.то}} = \frac{20,65 \cdot 1,73}{200/5} = 17,34 \text{ А.}$$

Принимаем ближайшее большее целое значение – 18 А.

Для расчета уставки дифференциальной защиты принимаем по справочной литературе $K_{\text{отс}}=1,3$; коэффициент, учитывающий переходный режим работы $K_{\text{пер}}=2,0$; коэффициент однотипности $K_{\text{одн}}=1,0$; относительное значение тока намагниченности $\varepsilon=0,1$; $\Delta f_{\text{добав}}=0,04$.

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}}(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (54)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3(2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,481 \text{ А.}$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (55)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5(2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,815.$$

Тормозной коэффициент:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}}(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (56)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 0,9(2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04)}{0,815} = 59.$$

Принимаем: базовую уставку ступени $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}=0,3$; первую точку излома тормозной характеристики $I_{\text{м1}}/I_{\text{ном}}=0,5$; вторую точку излома тормозной характеристики $I_{\text{м2}}/I_{\text{ном}}=2,0$; уставку блокировки от второй гармоники $I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}=0,15$.

Под рассчитанные параметры выбираем современное цифровое реле дифференциальной защиты трансформаторов SIPROTEC 7UT635 производства SIEMENS (Германия) (см. рисунок 41).



Рисунок 41- Реле дифференциальной защиты SIPROTEC 7UT635

Его достоинства:

- дифференциальная защита с пофазным измерением;

- чувствительное измерение для определения повреждений с малыми по величине токами;
- быстрое отключение при повреждениях с большими по величине токами;
- блокирование при бросках тока намагничивания;
- защита от коротких замыканий или замыканий на землю;
- защита от перегрузок с измерением или без измерения температуры;
- защита обратной последовательности;
- защита при отказе выключателя (УРОВ);
- ограниченная защита от низко- или высокоомных замыканий на землю.

На рисунке 42 показана типичная схема подключения реле SIPROTEC 4 7UT635 к трансформатору.

Для повышения надежности электроснабжения питающие линии снабжаются системой автоматического повторного включения (АПВ) выключателя. По сути, это автоматический выключатель с соответствующими защитными реле, механизм, который позволяет автоматически закрывать его после отключения, и контроллер, который обеспечивает функцию автоматического повторного включения. Принцип работы автоматического повторного включения следующий: при обнаружении неисправности выключатель отключается, затем контроллер ожидает в течение заданного времени, прежде чем снова включать выключатель. Если все в порядке, это завершение процесса, но, если неисправность сохраняется, выключатель снова отключается, и после дополнительной задержки контроллер повторно включает его и снова проверяет наличие неисправности. Если неисправность сохраняется после повторного включения, выключатель снова отключается.

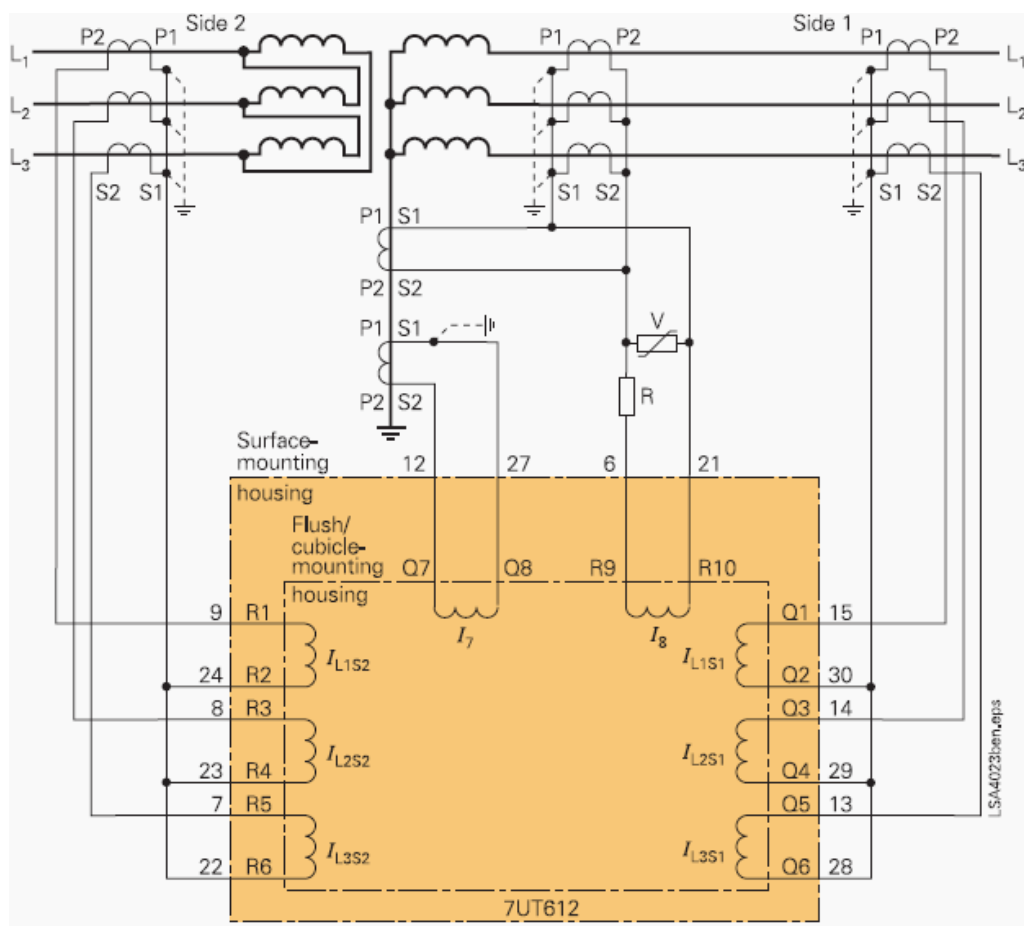


Рисунок 42- Схема подключения реле дифференциальной защиты трансформатора SIPROTEC 4 7UT635

Главным элементом АПВ является его блок управления. Сейчас это микропроцессорное устройство, чаще всего конструктивно входящее в комплексное устройство релейной защиты, например, типа УЗА-10 РС14 (см. рисунок 43).

Для защиты трансформатора от перегрузок по току применяем предохранители и реле максимального тока. Предохранитель должен иметь номинальное значение намного выше максимального тока нагрузки трансформатора, чтобы выдерживать кратковременные перегрузки, которые могут возникнуть. Кроме того, предохранители должны выдерживать пусковые токи намагничивания, возникающие при подаче питания на силовые трансформаторы.



Рисунок 43- Устройство релейной защиты, автоматики и управления присоединениями УЗА-10 РС14

Предохранители с высокой разрывной способностью (HRC) (см. рисунок 44), хотя и очень быстродействующие в работе с большими токами повреждения, чрезвычайно медленны с токами, в три раза превышающими их номинальное значение. Из этого следует, что такие предохранители мало что сделают для защиты трансформатора, служа только для защиты системы путем отключения неисправного трансформатора после того, как отказ достигнет продвинутой стадии. Для высокой стороны типичный номинал предохранителя рассчитан на номинальный ток 16А и ток полной нагрузки 5,25А.



Рисунок 44- Предохранители HRC

С появлением элегазовых выключателей, защита распределительных трансформаторов может быть обеспечена отключением по току. Например, отключение контролируется предохранителями ограничения времени, подключенными к вторичным обмоткам встроенных трансформаторов тока, или реле, подключенными к трансформаторам тока, расположенным на первичной стороне трансформатора.

Реле максимального тока также используются на больших трансформаторах, оснащенных стандартным управлением выключателя.

Улучшение защиты достигается двумя способами: исключаются чрезмерные задержки плавкого предохранителя HRC для более низких токов короткого замыкания, и в дополнение к функции максимального тока предусмотрен элемент отключения по замыканию на землю [30]. Характеристика временной задержки должна быть выбрана, чтобы отличать защиту цепи на вторичной стороне.

Обычная защита от замыканий на землю с использованием элементов максимального тока не обеспечивает полноценной защиты обмоток трансформатора. Это особенно относится к обмотке, соединенной звездой, с заземленной нейтралью.

Степень защиты значительно улучшается за счет применения ограниченной защиты от замыканий на землю (или защиты REF). Это схема защиты устройства для одной обмотки трансформатора. Схема может быть с высоким импедансом или с низким. Для высокоимпедансного типа остаточный ток трех линейных трансформаторов тока сбалансирован с выходом трансформатора тока в нейтральном проводнике. В смещенной версии с низким импедансом трехфазные токи и ток нейтрали становятся входами смещения для дифференциального элемента.

Система работает для неисправностей в области между трансформаторами тока, то есть для неисправностей в рассматриваемой обмотке звезды. Система остается стабильной для всех неисправностей за пределами этой зоны. Повышение эффективности защиты достигается не

только благодаря использованию мгновенного реле с низкой уставкой, но также и потому, что измеряется весь ток повреждения, а не только преобразованный компонент в первичной обмотке ВН (если обмотка звезды является вторичной обмоткой).

Ограниченная защита от замыканий на землю часто применяется, даже когда нейтраль надёжно заземлена. Поскольку ток короткого замыкания остается на высоком значении даже на последнем витке обмотки, получается практически полное покрытие при замыкании на землю. Это улучшение по сравнению с характеристиками систем, которые не измеряют ток нейтрального проводника.

Защита от замыкания на землю, применяемая к треугольной или незаземленной обмотке звезды, по своей природе ограничена, поскольку компоненты нулевой последовательности не могут передаваться через трансформатор на другие обмотки.

Обе обмотки трансформатора могут быть защищены отдельно с ограниченной защитой от замыканий на землю, тем самым обеспечивая высокоскоростную защиту от замыканий на землю для всего трансформатора с помощью относительно простого оборудования.

2.6 Оперативный ток

Оперативный ток, обычно от блока аккумуляторных батарей, требуется для поддержания безопасной и бесперебойной работы устройств релейной защиты, автоматики и управления присоединениями. И если на подстанциях с малой автоматизацией роль оперативного тока не очень высокая, то на современных подстанциях, роль аккумуляторных батарей значительная. При возникновении аварии могут обесточиться все фидеры, идущие от подстанции или не перейти на резервное питание по стороне высокого

напряжения. Поэтому важно ответственно подходить к выбору блока аккумуляторных батарей:

- не экономить на покупке батареи, остерегаться подделок, тщательно продумать, какие батареи нужно купить и установить на подстанции;

- определите свою максимальную нагрузку для блока аккумуляторов. Поскольку устройства подстанции обычно отключаются за миллисекунды, а одноминутный показатель мощности батарей намного превышает то, что обычно требуется, это не решающий показатель;

- обратить внимание на резерв мощности (сделать запас по мощности на непредвиденные обстоятельства);

- определиться со временем эксплуатации подстанции в состоянии отключения. Обычно за минимум принимают 24 часа. Таким образом, если есть общесистемный сбой, можно контролировать станцию в режиме диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) в течение 24 часов [31]. Вы также можете включить или отключить те или иные устройства, если это необходимо. Затем, в случае, если питание не будет возобновлено, можно либо отключить постоянный ток, либо установить переносной генератор на подстанции;

- обратить внимание на время работы батарей (свинцово-кислотные батареи рассчитаны на 8 часов, а никель-кадмиевые батареи рассчитаны на 5 часов) и их срок службы, который должен составлять не менее 25 лет. Обычно к концу службы батареи теряют минимум 20% своей мощности, что также надо учитывать при подборе их мощности. Например, если батарея имеет заявленную 8-часовую скорость 100 А·h и не указана более длительная скорость, 24-часовая скорость будет содержать как минимум столько же энергии, сколько 8-часовая. Посмотрим почему: 80% от 100 А·h - это 80 А·h. Разделим это на 24, получаем 3,33 А. Таким образом, вышеуказанная батарея может разрядиться до 42 В за 24 часа с напряжением 3,33 А в конце срока службы;

- перепроверяйте опубликованные производителем данные, они могут отличаться от реальных в эксплуатации.

В качестве аккумуляторных батарей используем 2 батареи, состоящие из 104 элементов, типа 12 GroE 300 classic [29], отвечающие всем вышеперечисленным требованиям. Для батареи в здании ОПУ предусматривается отдельное помещение, с системой приточно – вытяжной вентиляции и отоплением. Все элементы аккумуляторной батареи располагаются в 2 ряда на стеллажах, поставляемых в комплект с аккумуляторной батареей (см. рисунок 45).



Рисунок 45- Блок аккумуляторных батарей типа 12 GroE 300 classic

2.7 Собственные нужды подстанции

Для обеспечения бесперебойной эксплуатации, создания соответствующего техническим условиям климата (температура, влажность и т.д.) подстанция потребляет определенное количество электроэнергии, большая часть которой приходится на отопление в зимнее время суток. Самым энергозатратным оборудованием подстанции является маслохозяйство. На подстанции 110/10 кВ в среднем на него приходится 120 кВт. Энергия также затрачивается на обогрев шкафов управления, электроприводов разъединителей, вентиляцию и освещение. Всего на подстанции тяговая на собственные нужды затрачивалось 163,9 кВт электроэнергии. После модернизации системы освещения, потребление

снизилось на 4,5 кВт и составило $P_{сн} = 159,4$ кВт. Мощность трансформатора собственных нужд определяется по формуле

$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot P_{сн}, \quad (57)$$
$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot 159,4 = 111,58 \text{ кВт.}$$

Выбираем силовой масляный трансформатор серии ТМГ. Рассчитанной мощности удовлетворяет трансформатор ТМГ-160/10/0,4-У1. Количество установленных трансформаторов – 2.

2.8 Расчет заземления подстанции

Система заземления подстанции является неотъемлемой частью любой электрической системы. Надлежащее заземление подстанции является существенным и очень важным по следующим двум причинам.

Во-первых, это средство рассеивания электрического тока в земле без превышения рабочих пределов оборудования, тем самым защищая его от выхода из строя.

Во-вторых, это обеспечивает безопасную среду для защиты персонала вблизи заземленных объектов от опасности поражения электрическим током в условиях возникновения неисправности.

Система заземления включает в себя все взаимосвязанные средства заземления в зоне подстанции, в том числе сетку заземления под землёй, воздушные заземляющие провода, нейтральные проводники, подземные кабели, фундаменты, глубокие колодцы и т.д.

Заземляющая сетка состоит из горизонтальных взаимосвязанных изолированных проводников и заземляющих стержней. При проектировании заземляющей сети для контроля уровней напряжения до

безопасных значений следует учитывать общую систему заземления, чтобы обеспечить безопасную систему с минимальными экономическими затратами.

Информация о сопротивлении системы заземления, величине тока сети и повышении потенциала земли, также может быть использована для определения того, будут ли превышены допустимые параметры для энергооборудования и персонала подстанции. Безопасное заземление требует взаимодействия двух составляющих: контакт с землей через неизолированные проводники, скрытые на некоторой глубине ниже поверхности земли и электрическое соединение этой сетки с корпусами установленного на подстанции оборудования (см. рисунок 46). Часто считается, что к любому заземленному предмету человеку можно безопасно прикоснуться.

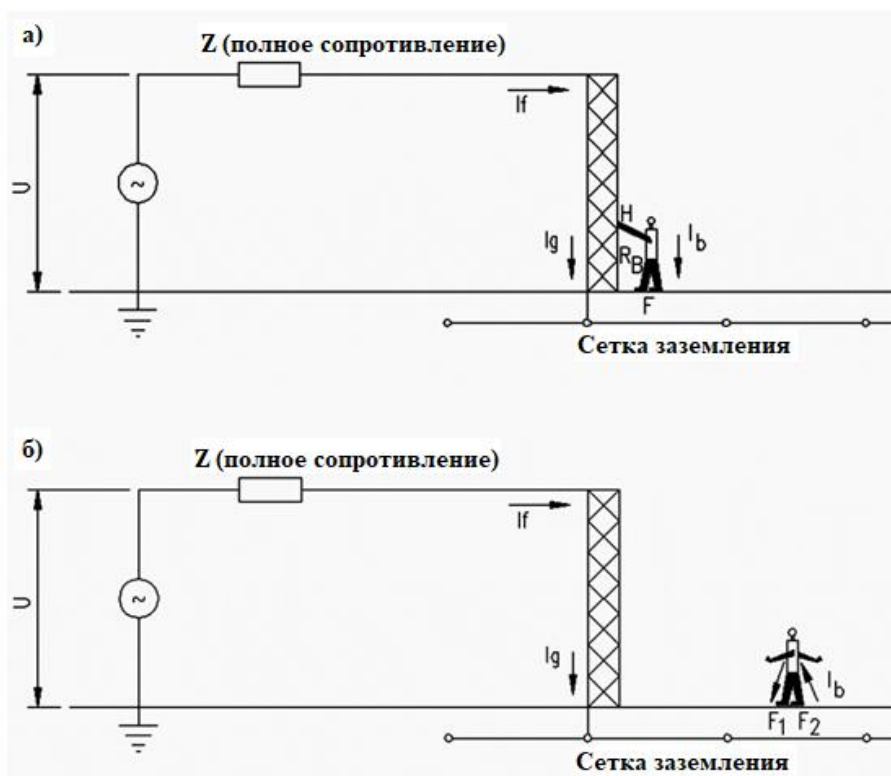


Рисунок 46- Заземление подстанции: а) воздействие прикосновения напряжения; б) воздействие ступенчатого (шагового) напряжения

Но, низкое сопротивление заземления подстанции само по себе не является гарантией безопасности. Не существует простой связи между сопротивлением системы заземления в целом и максимальным ударным током, которому может подвергаться человек. Подстанция с относительно низким сопротивлением заземлению может быть опасной, в то время как другая подстанция с очень высоким сопротивлением заземления может быть безопасной или может быть сделана безопасной благодаря тщательной разработке. Есть много параметров, которые влияют на напряжения внутри и вокруг зоны подстанции. Поскольку напряжения зависят от места установки, невозможно спроектировать одну систему заземления, приемлемую для всех мест. Поэтому выполним расчет заземления нашей исследуемой станции.

Заземляющую сетку сформируем из вертикальных заземлителей, продольных и поперечных заземляющих полос, соединенных с друг другом (см. рисунок 47).

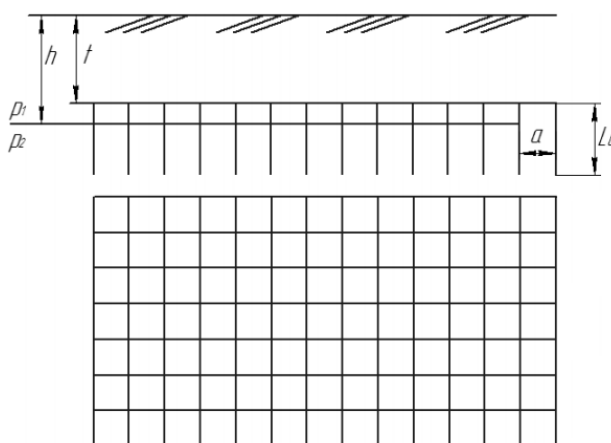


Рисунок 47- Заземляющее устройство ОРУ-110 кВ

Задаемся исходными данными к расчету. Длительность воздействия поражающего тока складывается из времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя и составляет 0,04 с. Наибольшее допустимое напряжение прикосновения 500В. Грунт на подстанции

однородный, чернозем, поэтому $\rho_1 = \rho_2 = 84 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Длина вертикального заземлителя $l_B = 5 \text{ м}$. Расстояние между вертикальными заземлителями $a=5\text{м}$. Длина горизонтального заземлителя $L_\Gamma = 128 \text{ м}$. Площадь сетки заземления $S=240 \text{ м}^2$. Параметр $M=0,5$ для $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,0$. Электрическое сопротивление тела человека $R_q=1000 \text{ Ом}$. Электрическое сопротивление растеканию тока от ступней человека $R_c=750 \text{ Ом}$. Тогда коэффициент β

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (58)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,57.$$

Коэффициент прикосновения

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (59)$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{240}}\right)^{0,45}} = 0,17.$$

Напряжение заземлителя U_3 , В, определяется по формуле

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр доп}}}{K_{\Pi}}, \quad (60)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,17} = 2941 \text{ В}.$$

Полученное значение 2,9 кВ меньше предельных 10 кВ.

Сопротивление контура заземления

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (61)$$

$$R_{з\text{ доп}} = \frac{2941}{0,4 \cdot 6170} = 1,19 \text{ Ом.}$$

Продольные и поперечные заземляющие полосы образуют квадратные ячейки 15,49 x 15,49 м. Количество ячеек по длинной стороне

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (62)$$

$$m = \frac{128}{2 \cdot 15,49} = 4,13.$$

Принимаем четыре ячейки.

Количество вертикальных заземлителей

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_{\text{в}}}, \quad (63)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{15,49 \cdot 4}{5} = 12,3 \text{ шт.}$$

Принимаем двенадцать штук. Общая длина всех вертикальных заземлителей

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \quad (64)$$

$$L_{\text{в}} = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м.}$$

Задаемся глубиной залегания сетки $t=0,7$ м. Тогда относительная глубина залегания

$$t_{\text{отн}} = \frac{L_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (65)$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{15,49} = 0,368.$$

Т.к. $t_{\text{отн}} = 0,368 \geq 0,1$ расчетная величина A определяется по формуле

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}}, \quad (66)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,368 = 0,293.$$

Общее сопротивление заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \cdot \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}, \quad (67)$$

$$R_3 = 0,293 \cdot \frac{84}{15,49} + 0,293 \cdot \frac{84}{124 + 60} = 0,72 \text{ Ом.}$$

Полученное значение 0,72 Ом меньше рассчитанного ранее допустимого значения 1,19 Ом.

Напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (68)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,17 \cdot 6170 \cdot 0,72 = 755 \text{ В.}$$

Напряжение прикосновения получилось больше допустимого значения 500 В. Для снижения добавим слой гравия толщиной 2 см. с удельным сопротивлением 3000 Ом·м. Пересчитаем напряжение прикосновения:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_{\text{П}} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{240}}\right)^{0,45}} = 0,05,$$

$$U_3 = \frac{500}{0,05} = 10000 \text{ В,}$$

$$R_{з \text{ доп}} = \frac{10000}{0,4 \cdot 6170} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$U_{пр} = 0,17 \cdot 6170 \cdot 0,4 = 419,56 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

2.9 Расчет молниезащиты подстанции

Молния - электрический разряд электростатического электричества между облаком и землей или между облаками.

Удар молнии - это сильный токовый разряд, который длится только несколько миллионных долей секунды.

На подстанции могут возникать скачки напряжения от воздействия молнии, либо скачки, поступающие на подстанцию с входящих линий или прямые удары молнии по оборудованию подстанции.

Проектирование изоляции на подстанциях требует определения величины, частоты повторяемости и типа перенапряжения, что накладывает определенные требования на изоляцию подстанции.

Защита электрооборудования от молнии имеет первостепенное значение в работе энергосистемы. Отказ оборудования из-за молнии может вызвать серьезные перебои и увеличенные эксплуатационные расходы. Большинство устройств для защиты оборудования от прямых ударов молний, обеспечивает экранирование, например, мачты и/или статические провода. Устройства защиты от перенапряжений используются на силовых трансформаторах для защиты обмоток трансформатора. Мачты могут быть установлены поверх стальных конструкций или как отдельные конструкции.

Входные распределительные линии также оснащены разрядниками для защиты от перенапряжений, чтобы защитить оборудование подстанции от скачков напряжения, поступающих на станцию через распределительные линии. Таким образом, основными методами молниезащиты являются:

- 1) установка мачт;
- 2) правильно установленные экранированные провода и столбы;
- 3) грамотное заземление оборудования;
- 4) правильно рассчитанная система заземления.

Защита силового трансформатора имеет первостепенное значение. Поэтому мачта должна быть размещены рядом с трансформатором, чтобы трансформатор находился в зоне защиты, а не рядом. На рисунке 48 изображена методология определение защитных зон, когда защита осуществляется с помощью молниезащитных мачт.

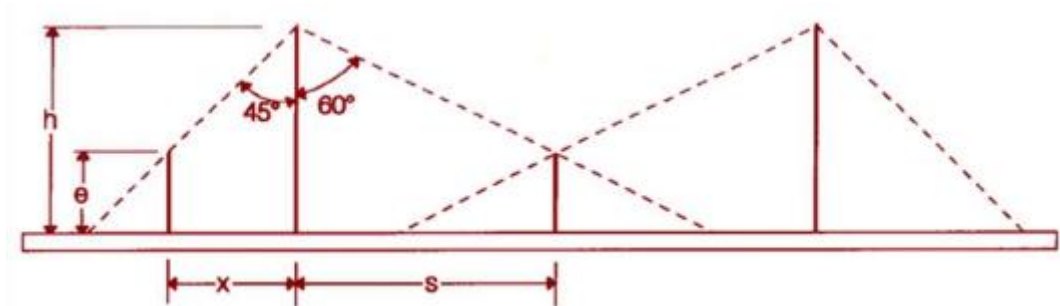


Рисунок 48- Методология определение защитных зон

Для подстанции «Тяговая» выбираем метод двойного стержневого молниеотвода высотой $h=25$ м с высокой степенью надежности (0,99). Определим расстояние между мачтами расстояние:

$$L_c = 2,5 \cdot h , \quad (69)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 25 = 62.5 \text{ м} .$$

Предварительно принимаем расстояние между мачтами: длина между мачтами $a_1=45$ м, ширина между мачтами $a_2=30$ м. Рассчитываем диагональ геометрической фигуры – прямоугольника, формируемого данными сторонами:

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (70)$$

$$L = \sqrt{45^2 + 30^2} = 54.08 \text{ м.}$$

Условие непрерывности молниезащиты выполняется т.к.
 $L = 54.08 \text{ м.} < L_c = 62.5 \text{ м.}$

Определим основные размеры конуса защиты стержневого молниеотвода:

а) высота

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (71)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 25 = 21.3 \text{ м;}$$

а) радиус

$$r_0 = 1.2 \cdot h, \quad (72)$$

$$r_0 = 1.2 \cdot 25 = 30 \text{ м;}$$

На высоте $h_x=6$ м радиус зоны защиты:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (73)$$

$$r_x = \frac{30(21.3 - 6)}{21.3} = 21.5 \text{ м.}$$

2.10 Выводы по разделу 2

В данном разделе непосредственно произведены расчеты электрических параметров подстанции 110/10 кВ «Тяговая» по результатам которого были определены необходимые параметры оборудования подстанции, а выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам

короткого замыкания, на удовлетворение технико-экономических показателей работы.

Рассчитав оптимальную мощность и приведенные затраты выбрали к установке трансформатор ТДН-10000/110/10. На стороне ВН установили элегазовый колонковый выключатель модели LTB 145D₁/B с пружинным приводом типа BLK 222 с заводкой от электродвигателя производства ABB, горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600, встраиваемый трансформатор тока типа ТВ-110-200/5У1 ТУ16-2004.ОГГ.671.237.049 производства ООО «Энергооборудование», заземляемый трансформатор напряжения индуктивный газонаполненный серии ЗНОГ-110-III-У1 ТУ3414-106-49040910-2012 производства ЗАО «Великолукский завод электротехнического оборудования».

На стороне НН установили вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000У2 производства электротехнического завода «Консталин», проходной трансформатор тока типа ТПОЛ-10 ТУ16-2010.ОГГ.671.225.012 производства ООО «Свердловского завода трансформаторов тока», трансформатор напряжения трехфазный антирезонансный с естественным масляным охлаждением НАМИ-10-95 УХЛ2 ТУ 3414-026-11703970-05 производства ООО «Автоматика».

Для защиты трансформатора от аварийных воздействий применили двухполюсное газовое реле Бухгольца BF-80/10 производства Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, цифровое реле дифференциальной защиты трансформаторов SIPROTEC 7UT635 производства SIEMENS, Устройство релейной защиты, автоматики и управления присоединениями УЗА-10 РС14, предохранители НРС.

3 Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ при реконструкции подстанции

3.1 Организационные мероприятия

Организационные мероприятия, направленные на повышение безопасности работ при реконструкции подстанции, связаны с порядком организации работ, а именно с оформлением наряда-допуска (или другим аналогичным документом в котором указан перечень работ, выполняемых на подстанции), допуска к работе, осуществлением надзора во время работы, оформление перерыва в работе, окончания работы.

Перед выдачей допуска к работе необходимо убедиться, что была проведена оценка любых электрических опасностей, которые могут навредить ремонтному персоналу, а также проверить предпринятые меры предосторожности.

Оценка электробезопасности должна учитывать тип используемого электрического оборудования, способ его использования и окружающую среду, в которой оно используется. Работник, выписывающий наряд на работу, должен:

- проверить, что работники знают, как безопасно использовать электрооборудование и инструмент;
- проверить, что используемая (временная) электрическая сеть не перегружены, так как это может привести к возгоранию;
- проверить, что нет висячих кабелей, о которые могут споткнуться или упасть;
- при выполнении работ следует смотреть документы и помнить, что электрические кабели могут находиться внутри стен, полов и потолков (особенно при бурении в этих местах) и т.д.;

- убедится, что каждый, кто работает с электричеством, обладает достаточными навыками, знаниями и опытом для этого, прошли соответствующие инструктажи и имеют необходимые удостоверения;

- перед использованием убедится, что электрическое оборудование, используемое работниками, находится в исправном состоянии и пригодно для эксплуатации.

Рекомендуется рассмотреть возможность использования устройства защитного отключения между источником электропитания и оборудованием, особенно при работе на открытом воздухе или во влажном или ограниченном пространстве.

Если оборудование (например, лестницы, стрела крана, кузов самосвала или мачта лесов) находится на расстоянии не менее шести метров от линии высоковольтных электропередачи, требуется принять дополнительные меры безопасности.

3.2 Технические мероприятия

Большинство электрических аварий и поражений электрическим током происходит потому, что люди работают на или рядом с оборудованием, которое:

- считается отключенным, но которое находится под напряжением или нагрузкой;

- известно, что оборудование включено, но участвующие в работе лица не имеют соответствующей квалификации или они не приняли надлежащие меры предосторожности.

В первую очередь, для безопасной работы на оборудовании, его обслуживания и ремонта требуется, чтобы само оборудование было правильно спроектировано и установлено. Наибольшую опасность представляет некоторое старое оборудование, которое все еще используется. Например, распределительные щиты открытого типа. В этих случаях

работники должны иметь достаточные знания и опыт, чтобы распознать опасность и избежать её. Этот тип оборудования должен находиться в безопасном помещении или зоне с доступом только тем, кто обладает особыми полномочиями. Но и в этом случае нужно дополнительно защитить этот тип открытого, неизолированного оборудования для предотвращения случайного контакта с частями под напряжением.

Некоторое оборудование работает при таких низких напряжениях, что не может вызвать вредный удар током, но даже при этих сверхнизких напряжениях может возникнуть дуга и ожоги. Это может быть вызвано перегревом проводников или взрывоопасной средой. Например, короткозамкнутый аккумулятор может вызвать перегрев проводников и даже вызвать взрыв батареи.

Всегда следует выбирать оборудование, подходящее для окружающей среды, в которой оно используется. Например, чрезмерно влажные условия увеличивают риск получения травмы из-за снижения эффективности изоляции. Оборудование, подверженное коррозии, может работать не так, как задумано.

Обеспечить безопасность работ можно на стадии проектирования, например:

- выключатели-разъединители должны иметь блокирующее устройство, устройство фиксации или другие средства закрепления их в отключенном положении;

- цепи и оборудование должны быть установлены так, чтобы все секции системы могли быть изолированы при необходимости;

- выключатели нагрузки должны быть расположены надлежащим образом и расположены таким образом, чтобы цепи и оборудование могло быть изолировано без отключения других цепей, которые должны продолжить работу;

- устройства, используемые для изолирующих цепей, должны быть четко обозначены, чтобы показать их отношения к оборудованию, которое

они контролируют, если не может быть никаких сомнений в том, что это было бы очевидно для всех заинтересованных лиц.

Панели управления (шкафы управления) должны быть спроектированы с изолированными проводниками и иметь защитное покрытие.

По возможности, следует избегать работы в реальном времени во время ввода в эксплуатацию и поиска неисправностей; например, используя надлежащим образом спроектированное оборудование со встроенными испытательными средствами и диагностические средства.

3.3 Вывод по разделу 3

Для безопасного выполнения работ по техническому обслуживанию, текущему ремонту и других видов технического воздействия должно быть достаточно места, доступа и освещения.

4 Расчет стоимости реконструкции

4.1 Экономический расчет

Расчет стоимости реконструкции проведем по упрощенной методике. Так как большая часть оборудования выработала свой ресурс, то после монтажа будет сдано на переработку. Дальнейшему использованию подлежат капитальные строения. Определим инвестиции в основные средства (будем учитывать только основное оборудование) (см. таблицу 13).

Таблица 13- Расчёт стоимости электрооборудования

Тип электрооборудования	Количество единиц, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
Трансформатор ТДН-10000/110/10	2	1 090 000	2180000
Разъединитель SFD 123/1600	6	240 000	1440000
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110-III-У1	2	300 000	600 000
Трансформатор тока ТПОЛ-10	6	22500	135000
Выключатель элегазовый LTB 145D ₁ /B	2	2 220 000	4440000
Ограничитель перенапряжения ОПН-110	2	130 000	260000
Заземлитель однополюсный ЗОН-110	2	125 000	250000
Устройство релейной защиты, автоматики и управления УЗА-10 РС14	2	325 000	650000
Конденсаторные установки 12 GroE 300 classic	104	6300	655200
Цифровое реле дифференциальной защиты трансформаторов SIPROTEC 7UT635	6	37500	225000
Электротехническое оборудование (шкафы, кабели, предохранители, шинопроводы и т.д.)	-	-	600000
Итого			7215200

Расчёт эксплуатационных затрат.

К эксплуатационным затратам отнесем годовые амортизационные отчисления $A_{\text{год}}$, руб, определяемые по формуле (74)

$$A_{\text{год}} = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot N_a}{100}, \quad (74)$$

где $\Phi_{\text{пер}}$ – стоимость основных фондов (см. таблицу 13);

N_a – процент амортизационных отчислений. Для электротехнического оборудования рекомендуется устанавливать 4% [26].

$$A_{\text{год}} = \frac{7215200 \cdot 4}{100} = 288608 \text{ руб.}$$

Расчёт численности обслуживающего и ремонтного персонала.

До реконструкции годовой фонд работы обслуживающего персонала составлял 3440 час (ремонт, смазка, техническое обслуживание и т.д.). После реконструкции сократился до 1920 час. Средняя часовая заработная плата работника 220 руб. Таким образом годовые расходы на обслуживающий персонал до реконструкции составляли 877352 руб, после реконструкции составили 625278 руб. Затраты на персонал снизились на 252074 руб.

Стоимость потребленной электроэнергии.

В денежном выражении стоимость электроэнергии прошедшей через подстанцию, $C_{\text{п.э.год}}$, руб, определяется по формуле (75)

$$C_{\text{п.э.год}} = C_{\text{э}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (75)$$

где $C_{\text{э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии. Принимаем 1,57 руб;

$W_{\text{год}}$ - количество электроэнергии, кВт. Принимаем 84340000 кВт
(формула (1)).

$$C_{\text{п.э.год}} = 1,57 \cdot 84340000 = 132413800 \text{ руб.}$$

Согласно статистики электроснабжающих организаций, реконструкция электроподстанций приводит к экономии примерно 3% электроэнергии, что в год составляет 3972414 руб.

Годовая экономия после реконструкции $\Delta_{\text{год}}$, руб, определяется по формуле (76)

$$\Delta_{\text{год}} = C_{\text{эк.г.перс}} + C_{\text{эк.п.э.год}} - A_{\text{год}}, \quad (76)$$

где $C_{\text{эк.г.перс}}$ - годовая экономия на заработной плате обслуживающего персонала;

$C_{\text{эк.п.э.год}}$ - годовая экономия на потерях электроэнергии.

$$\Delta_{\text{год}} = 252074 + 3972414 - 288608 = 3935880 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости реконструкции

$$CO = \frac{K}{\Delta_{\text{год}}}, \quad (77)$$

$$CO = \frac{7215200}{3935880} = 1,83 \text{ год.}$$

4.2 Вывод по разделу 4

Таким образом, срок окупаемости составляет 1 год 10 месяцев.

Заключение

Данная магистерская диссертация посвящена реконструкции подстанции 110/10 кВт «Тяговая». Главная причина реконструкции заключается в физическом износе и моральном старении оборудования, расположенного на подстанции, что привело к всевозрастающему количеству отказов и поломок, повышению эксплуатационных расходов, увеличению потерь электроэнергии. Перед тем как приступить к созданию проекта реконструкции мною было проанализировано состояние электрической части подстанции, изучены современные тенденции развития силового электротехнического оборудования и каталоги ведущих отечественных и зарубежных компаний производителей продукции.

В первом разделе рассмотрены особенности конструкции разнообразного оборудования, применяемого на подстанциях, достоинства и недостатки разных типов и моделей.

Во втором разделе выполнено обоснование, расчёт и выбор электротехническое оборудование, которое отличается от бывшего на подстанции, более надёжной работой, лучшей динамической стойкостью, меньшими потерями. Выбранные электрические аппараты в системе электроснабжения надёжно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации. Так как в перспективе на подстанции возможно внедрение автоматизированной системы управления трансформаторной подстанции (АСУ ТП) применил оборудование, имеющие возможность управления от контроллера (элегазовый колонковый выключатель модели LTB 145D₁/В с пружинным приводом типа BLK 222 с заводкой от электродвигателя производства АВВ, горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600) и аппараты, имеющие возможность работы в системе АСУ (газовое реле Бухгольца BF-80/10 производства Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, цифровое реле

дифференциальной защиты трансформаторов SIPROTEC 7UT635 производства SIEMENS, Устройство релейной защиты и автоматики УЗА-10 РС14). Внедрение систем автоматизации и диспетчерского управления на современной цифровой технике коренным образом повышает качество и надежность процессов производства, передачи и распределения электроэнергии.

В третьем разделе определены основные организационные и технические мероприятия по охране труда и безопасности выполнения работ при реконструкции подстанции.

В четвертом разделе определены затраты на реконструкцию. Стоимость капиталовложений составляет 7215200 руб. Проект будет окупаться за счет снижения затрат на обслуживающий персонал (на 252074 руб. в год), снижения потерь на электроэнергию (на 3972414 руб. в год). Срок окупаемости проекта составляет 1 год 10 месяцев.

Таким образом, реконструкция подстанции принесёт следующие положительные эффекты:

- экономия электроэнергии;
- уменьшение затрат на обслуживание и ремонт;
- повышение безаварийной работы;
- появляется возможность точной настройки режима работы

подстанции.

Список используемых источников

1. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлениям "Электромеханика, электротехника и электротехнологии" и "Электроэнергетика" / Г. Ф. Быстрицкий. - 4-е изд., стер. ; гриф УМО. - Москва : Кнорус, 2017. - 350 с.
2. Жуков В.В. Бизнес-планирование в электроэнергетике : учебное пособие для вузов / В. В. Жуков. - Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. - 566 с.
3. Ергин Д. В поисках энергии [Электронный ресурс] : ресурсные войны, новые технологии и будущее энергетики / Д. Ергин ; [пер. с англ. И. Евстигнеев, О. Мацак]. - Москва : Альпина Паблишер, 2016. - 712 с.
4. Молодежь. Наука. Общество [Электронный ресурс] : Всерос. науч.-практ. междисциплинар. конференция : Тольятти, 5 дек. 2018 г. : сб. студенческих работ / [отв. за вып. С. Х. Петерайтис]. - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2018. - 893 с.
5. Пискунов В.М. Общая энергетика [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. М. Пискунов ; Нац. минерально-сырьевой ун-т. - Санкт-Петербург, 2016. - 135 с.
6. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : произв.-практ. пособие / В. В. Красник. - Москва : ЭНАС, 2016. - 319 с.
7. Парпишов Д.А. Многоцветный тензометрический датчик с защитой, применяемый для онлайн-мониторинг воздушных линий электропередачи на основе решетки брэгговских волокон : Международная научно-практическая конференция: Казань, 24 янв. 2020 г : сб. статей в 2 ч. Ч.2. – Уфа: Omega Science, 2020.- 279 с.
8. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Е.

Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. - 2-е изд. - Москва : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с.

9. Потери энергии в электрических сетях и установках [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Маслакова [и др.]. - Липецк : Липец. гос. техн. ун-т : ЭБС АСВ, 2018. - 79 с.

10. Соловьев А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляева. - Санкт-Петербург : Политехника, 2016. - 175 с.

11. Парпишов Д.А. Расчет распределения электрического поля в высоковольтных концевых кабельных муфт: Международная научно-практическая конференция: Казань, 24 янв. 2020 г : сб. статей в 2 ч. Ч.2. – Уфа: Omega Science, 2020.- 279 с.

12. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : руководство для практ. расчетов / Ю. С. Железко. - Москва : ЭНАС, 2016. - 456 с.

13. Холянов В.С. Основы электроэнергетики : учеб.-метод. комплекс / В. С. Холянов, О. М. Холянова. - Москва : Проспект, 2015. - 190, [3] с.

14. Вахнина В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с.

15. Расчет режимов распределительных электрических сетей [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магистров / П. О. Гуков [и др.] ; Воронеж. гос. аграр. ун-т им. Императора Петра I. - Воронеж : ВГАУ им. Петра I, 2017. - 105 с.

16. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов / Н.И. Овчаренко. - Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. - 475 с.

17. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. - 3-е изд. - Москва : [Эксмо], 2016. - 750, [1] с.

18. Парпишов Д.А. Оценка стоимости активных потерь в распределительном трансформаторе при сбалансированной и несбалансированной нагрузке: Международная научно-практическая конференция: Казань, 24 янв. 2020 г : сб. статей в 2 ч. Ч.2. – Уфа: Omega Science, 2020.- 279 с.

19. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по направлению подготовки "Электроэнергетика и электротехника", профиль "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / Э. А. Киреева. - Гриф УМО. - Москва : КНОРУС, 2016. - 233 с.

20. СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС». – Введ. 09.07.2012. Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2016 – 33 с.

21. О внесении изменений в постановление Совета Министров - Правительства Российской Федерации от 23 октября 1993 г. № 1090: постановление Правительства Российской Федерации от 12 июня 2017 года № 832 // Собрание законодательства РФ. – 2017. – № 30. – ст. 4666.

22. Балаков Ю.Н. Безопасность электрических сетей в вопросах и ответах : практическое пособие. В 2 ч. Ч. 2. Техническое обслуживание электрических сетей / Ю. Н. Балаков. - Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. - 562 с.

23. Хорольский В.Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, В. Г. Жданов. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2016. - 144 с.

24. Хорольский В.Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий : учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по направлению 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" / В. Я.

Хорольский, М. А. Таранов, В. Г. Жданов. - Москва : Форум : [ИНФРА-М], 2016. - 142 с.

25. Экономика электроэнергетики : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению "Электротехника" / А. В. Пилюгин [и др.]. - 3-е изд., стер. - Старый Оскол : ТНТ, 2016. - 358 с.

26. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередач и подстанций напряжением 35-1150 кВ, утвержденная приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.12 г. № 385. [Электронный ресурс] : URL: https://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FSK_USP_35-750_part_02.pdf (дата обращения 01.04.2020)

27. LTB 145D1 / B switch gas-insulated core : Product information. Live Tank Circuit Breakers – Buyer’s Guide [Electronic resource] / URL: <https://library.e.abb.com/public/7079a21da16d711bc1257d04003d18e0/Buyers%20Guide%20HV%20Live%20Tank%20Circuit%20Breakers%20Ed%206en.pdf> (дата обращения 04.04.2020)

28. BF-80/1 Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – MR : Design Submittal of 20 MVA Transformers [Electronic resource] / URL: <https://ru.scribd.com/document/23590321/4605-DS-002-B-Design-Submittal-of-20-MVA-Transformers> (дата обращения 04.04.2020)

29. 12 GroE 300 classic: Exide Technologies Industrial Energy [Electronic resource] / URL: http://acculine.hu/download/Classic_Groe.pdf (дата обращения 10.04.2020)

30. Osbert Joel C. High Rupturing Capacity (HRC) Fuses [Electronic resource] / URL: <https://owlcation.com/stem/High-Rupturing-Capacity-HRC-Fuses> (дата обращения 11.04.2020)

31. SCADA System [Electronic resource] / URL: https://en.cshnac.com/SCADA-System/?gclid=qkdoiQYpQLjfbAvgvrrerDFFYd-pIaA11AEALw_wcB (дата обращения 11.04.2020)