

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ
«Бирюковка»

Студент

А.А. Шибаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлены расчеты направленные на разработку проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Бирюковка».

В результате выполнения ВКР приняты проектные решения о замене силовых трансформаторов на более мощные. К установке на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ принято два силовых трансформатора марки ТМН 6300/35/10 кВ взамен трансформаторов мощностью 2,5 МВА и 4 МВА, так как загрузка подстанции в настоящее время составляет порядка 104%. После выбора трансформаторов построены годовые графики нагрузок подстанции и определены важные показатели графиков. Далее была выбрана схема ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ. Открытое распределительное устройство 35 кВ принято выполнить по схеме 35-4Н, а ЗРУ 10 кВ по схеме одна секционированная выключателем система шин.

Для выбора оборудования выполнен расчет токов короткого замыкания на подстанции. Выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Особенностью выбора оборудования подстанции является использование в проекте цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Для защиты трансформаторов выполнен расчет уставок микропроцессорного терминала. Для защиты территории от прямых ударов молнии выполнен расчет зон действия молниеотводов, также спроектирована система заземления.

Пояснительная записка ВКР выполнена на 58 листах, содержит 8 таблиц и 9 рисунков. Графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта выпускной квалификационной работы.....	7
2 Построение графиков нагрузки подстанции	10
3 Схема подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ.....	17
4 Выбор оптимального варианта установки силовых трансформаторов	19
5 Расчет токов короткого замыкания	29
6 Выбор оборудования подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ	34
7 Релейная защиты трансформаторов подстанции	40
8 Система заземления подстанции	45
9 Молниезащита подстанции	49
Заключение.....	52
Список используемых источников	56

Введение

Единая Энергетическая Система России – ЕЭС России, включает в себя объекты генерации электрической энергии, ее передачи и распределения. К объектам генерации относятся электрические станции, различных типов – атомные, тепловые, гидроэлектростанции и другие. К объектам, участвующим в процессе передачи электрической энергии относятся линии электропередачи, их основная задача состоит в обеспечении связи между объектами генерации, распределения и потребления электрической энергии. К объектам распределения электрической энергии относятся электрические подстанции.

Линии электропередачи классифицируются по нескольким признакам: во-первых, по классу напряжения, а во-вторых по способу прокладки. По классам напряжения линии могут быть: низкого напряжения (6, 10, 20 кВ)-, среднего напряжения (35, 110 кВ), высокого напряжения (220-330 кВ), сверхвысокого напряжения (500-750 кВ) и ультравысокого напряжения (1150 кВ). По способу прокладки линии могут быть воздушными или кабельными.

В ЕЭС России, линии среднего, высокого, сверхвысокого и ультравысокого классов напряжения выполнены преимущественно воздушными. Отдельные подстанции, расположенные в густонаселенных районах, могут быть подключены по кабельным линиям, однако подобная практика достаточно редка. Максимальный класс напряжения воздушных линий электропередачи функционирующих в ЕЭС России являются линии 750 кВ. Строительство воздушных линий напряжением 1150 кВ было приостановлено в конце 80-х, начале 90-х годов 20 века в связи с распадом СССР. Кроме строительства воздушных линий ультравысоких классов напряжения во времена существования СССР, на территории России было построено основное большинство подстанций и электрических станций. В настоящее время, большинство этих подстанций находятся в эксплуатации на пределе установленных сроков. Поэтому вопрос обновления подстанций, т.е. их реконструкция и модернизация остается актуальным до сих пор.

Большая часть подстанций, нуждающихся в реконструкции, это подстанции среднего класса напряжений. Учитывая их огромное количество, модернизация всех подстанций требует огромных вложений и времени. Поэтому при реконструкции подстанций необходимо руководствоваться:

1. Текущей загрузкой подстанции;
2. Сроком эксплуатации подстанции;
3. Возможным ростом числа и мощности потребителей в питаемом районе;
4. Количеством аварийных ситуаций на подстанции за последнее время.

При выполнении проекта реконструкции подстанции, необходимо максимально точно оценить перспективы роста нагрузок в питаемом районе и выбрать наиболее оптимальный вариант установки оборудования, так как срок службы подстанции должен составлять не менее 30 лет.

Выпускная квалификационная работа направлена на выполнение варианта проекта реконструкции понизительной подстанции среднего класса напряжения с целью повышения ее установленной мощности.

Несмотря на то, что в последние десятилетия очень широко обсуждается тема энергосбережения и энергетической эффективности, в энергосистеме наблюдается рост потребления и как следствие рост выработки электрической энергии. Поэтому при разработке проекта реконструкции электрической части понизительных подстанций необходимо не просто выполнить замену оборудования на аналогичное, а выполнить замену оборудования с установкой более мощного.

Исходя из представленной актуальности тематики выпускной квалификационной работы целью является: повышение установленной мощности понизительной подстанции «Бирюковка» для повышения надежности электроснабжения новых и существующих потребителей [10].

Исходя из поставленной цели, объект выпускной квалификационной работы – подстанция 35/10 кВ «Бирюковка».

Предметом выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции 35/10 кВ «Бирюковка» со всем установленным электротехническим оборудованием.

Для выполнения поставленной в рамках выпускной квалификационной работы цели предлагается решить следующие задачи:

1. Проанализировать состояние подстанции и оборудования подстанции «Бирюковка» с составлением плана питаемого района и определением связей объекта ВКР с соседними подстанциями;
2. Провести выбор основного и вспомогательного высоковольтного оборудования подстанции «Бирюковка»;
3. Выполнить расчет и проектирование системы защиты подстанции «Бирюковка» от грозовых перенапряжений и аварийных ситуаций.

Исходные данные для разработки проекта реконструкции подстанции взяты из открытых источников [6], [7], [5]. При разработке ВКР используются только действующие нормативные документы и правила, а также методические рекомендации и справочники для выполнения дипломного и курсового проектирования.

1 Описание объекта выпускной квалификационной работы

Объектом выпускной квалификационной работы (ВКР) является подстанция «Бирюковка» с двумя классами напряжения 35 кВ и 10 кВ. Необходимость проведения реконструкции подстанции вызвано ограничением установленной мощности и невозможностью подключения новых потребителей. В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора: Т1 мощностью 2,5 МВА и Т2 мощностью 4,0 МВА. Согласно замерам мощности на подстанции, проведенных в дни максимального потребления установлено, что подстанция загружена выше номинального значения, текущая загрузка центра питания составляет 104,38% от установленной мощности. В рамках выполнения ВКР и имеющейся информации о текущей загрузке трансформатора, полученных из открытых источников [5], [7], необходимо определить загрузку силовых трансформаторов до проведения реконструкции, что позволит определить расчетную мощность подстанции и провести выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов. Подстанция «Бирюковка» 35/10 кВ относится к филиалу ПАО «Россети Юг»/Филиал «Астраханьэнерго». Обслуживающий РЭС - Приволжский район электрических сетей (РЭС). Подстанция расположена в селе Бирюковка, Астраханской области, Приволжском районе. План расположения подстанции представлен на рисунке 1.

Установленная мощность подстанции «Бирюковка» определяется из условия мощности силовых трансформаторов. Так как мощность трансформатора Т1 $S_{T1} = 2,5$ МВА, а трансформатора $S_{T2} = 4,0$ МВА, тогда установленная мощность подстанции:

$$S_{\text{уст}} = S_{T1} + S_{T2} = 2,5 + 4,0 = 6,5 \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Согласно исходным данным от эксплуатирующей организации выполнявшей замеры мощности на подстанции, загрузка подстанции «Бирюковка» 104,38%. Тогда максимальная расчетная мощность подстанции:

$$S_{расч\ ПС} = S_{уст} \cdot \frac{104,38}{100} = 6,5 \cdot \frac{104,38}{100} = 6,812 \text{ (МВА)} \quad (2)$$

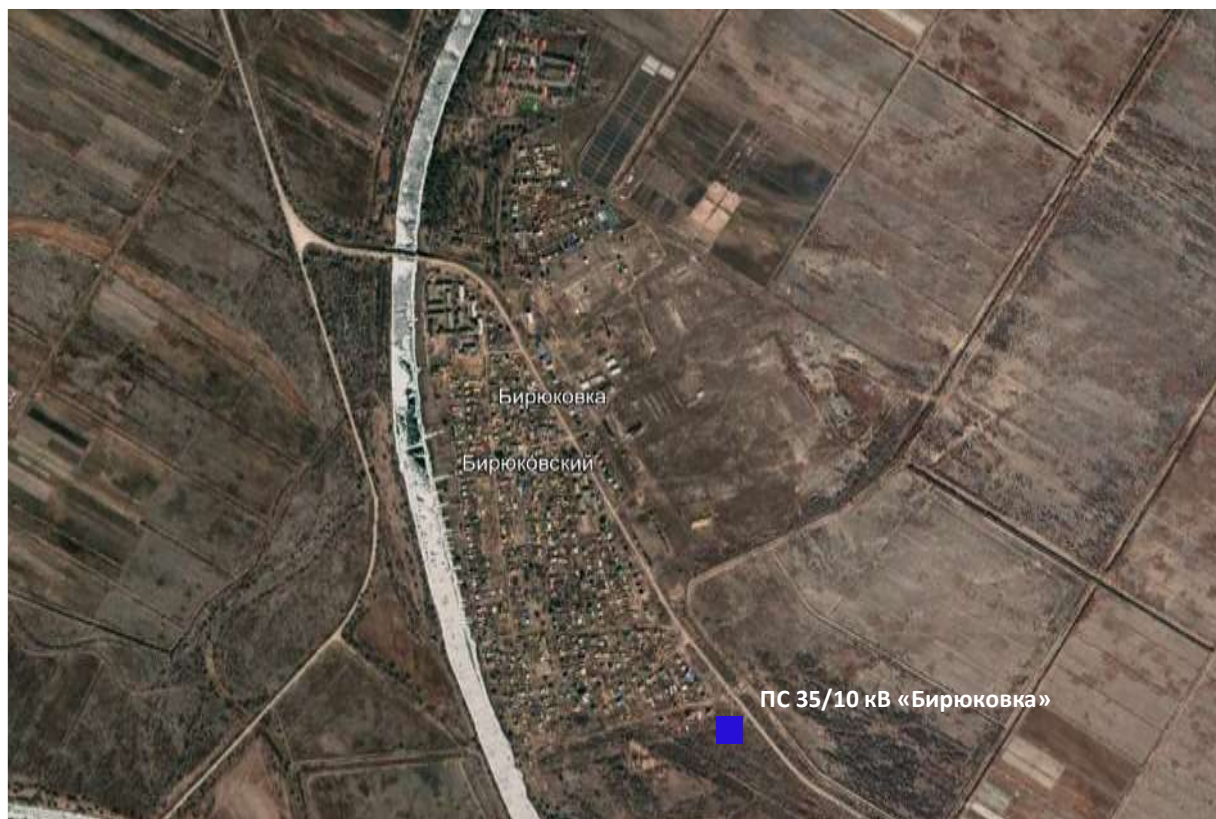


Рисунок 1 - План расположения подстанции

Для разработки проекта реконструкции электрической части подстанции «Бирюковка» необходимо определить компоновку подстанции. Компоновка подстанции представлена на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2 размеры подстанции «Бирюковка» 35×35 м, распределительное устройство 35 кВ выполнено открытым (ОРУ 35 кВ), а распределительное устройство 10 кВ выполнено закрытым (ЗРУ 10 кВ).

В настоящее время к подстанции не ведется подключение новых потребителей и статус подстанции установлен эксплуатирующей организацией как «Центр питания с нагрузкой выше 130% или наличием ограничений по пропускной способности сети» [6].



Рисунок 2 - Компоновка подстанции

Так как подстанция «Бирюковка» 35/10 кВ была введена в работу в 1986 году, и на настоящее время работает уже 35 лет, то можно говорить о том, что силовые трансформаторы на подстанции уже исчерпали свой эксплуатационный ресурс, который составляет 30 лет. Перегрузка таких трансформаторов является не допустимой, потому что возможен выход из строя силового трансформатора из-за снижения электрической прочности изоляции. Поэтому вопрос о необходимости проведения реконструкции подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ является актуальным.

Выводы по разделу 1:

1. Определено расположение и компоновка подстанции 35/10 кВ «Бирюковка».
2. Определена текущая загрузка подстанции 104,38 % и максимальная расчетная мощность 6,812 МВА.

2 Построение графиков нагрузки подстанции

В разделе 1 ВКР была определена максимальная расчетная мощность подстанции $S_{расч ПС} = 6,812$ МВА. Для разработки проекта реконструкции, а именно, выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов необходимо построить годовые упорядоченные графики полной, активной и реактивной мощностей.

Построение годовых упорядоченных графиков будем выполнять на основе типовых годовых упорядоченных графиков представленных в [17].

Для использования типовых графиков необходимо предварительно определить примерный тип потребителей подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ.

Подстанция «Бирюковка» 35/10 кВ расположена в селе Бирюковка. Проведенный анализ потребителей в селе Бирюковка не выявил каких-то крупных или средних промышленных предприятий в районе села. Основная часть потребителей подстанции является сельскохозяйственная, коммунально-бытовая нагрузка и общественные здания. Поэтому воспользуемся типовым графиком для этого типа потребителей и построим годовые упорядоченные графики в именованных единицах относительно определенной максимальной расчетной мощности подстанции.

Предварительно по значению максимальной расчетной полной мощности определим максимальную расчетную активную и реактивную мощности.

Максимальную расчетную активную мощность определим исходя из того, что коэффициент активной мощности $\cos\varphi$ примем равным 0,85:

$$P_{расч ПС} = S_{расч ПС} \cdot \cos\varphi = 6,812 \cdot 0,85 = 5,8 \text{ (МВт)} \quad (3)$$

Тогда максимальная расчетная реактивная мощность подстанции определим по выражению:

$$Q_{расч ПС} = \sqrt{S_{расч ПС}^2 - P_{расч ПС}^2} = \sqrt{6,812^2 - 5,8^2} = 3,57 \text{ (Мвар)} \quad (4)$$

Далее необходимо составить таблицу 1, в которой указать продолжительность каждой ступени годового графика, значения мощности (активной, реактивной и полной) для каждой ступени годового графика от расчетной полной мощности согласно типового графика из [17]. Для первой ступени годовых упорядоченных графиков принимаем значения полученные в выражениях (2), (3) и (4). Мощности последующих ступеней i , будем определять по выражениям:

- для активной мощности с учетом коэффициента мощности $\cos\varphi = 0,85$:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \quad (5)$$

- для реактивной мощности:

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}, \quad (6)$$

Таблица 1 - Данные для построения годовых упорядоченных графиков

Номер ступени графика	Длительность ступени на графике	Полная мощность, МВА	Активная мощность МВт	Реактивная мощность, Мвар
1	2	3	4	5
1	1200	6,812	5,7902	3,588444
2	580	4,7684	4,05314	2,511911
3	450	4,05314	3,445169	2,135124
4	400	3,850483	3,272911	2,028368
5	600	3,234406	2,749245	1,703829
6	800	3,169718	2,69426	1,669752
7	1250	2,47238	2,101523	1,302407
8	950	2,175694	1,84934	1,146118
9	850	2,066909	1,756873	1,088812
10	800	1,674197	1,423067	0,881938
11	250	1,456551	1,238068	0,767286
12	300	1,019586	0,866648	0,5371
13	330	0,866648	0,736651	0,456535

Используя данные таблицы 1 построим годовые упорядоченные графики нагрузки для подстанции «Бирюковка». Годовой упорядоченный график по полной мощности представлен на рисунке 3, годовое упорядоченный график по активной мощности представлен на рисунке 4, годовое упорядоченный график по реактивной мощности представлен на рисунке 5.

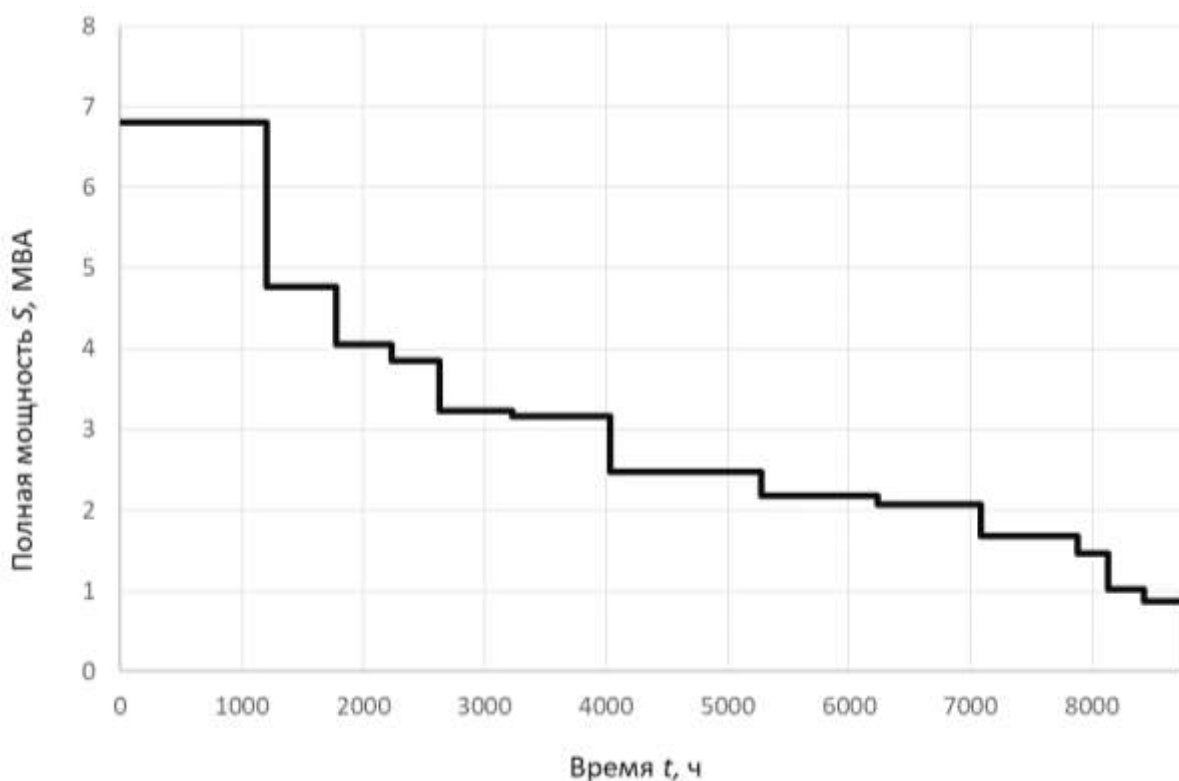


Рисунок 3 - Годовой график полной мощности

Определим показатели графиков мощности построенных для подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ.

Среднегодовая мощность:

$$P_{cp} = \frac{W_{\Sigma}}{8760} \quad (7)$$

где W_{Σ} - электрическая энергия потребляемая за год потребителями подстанции «Бирюковка».

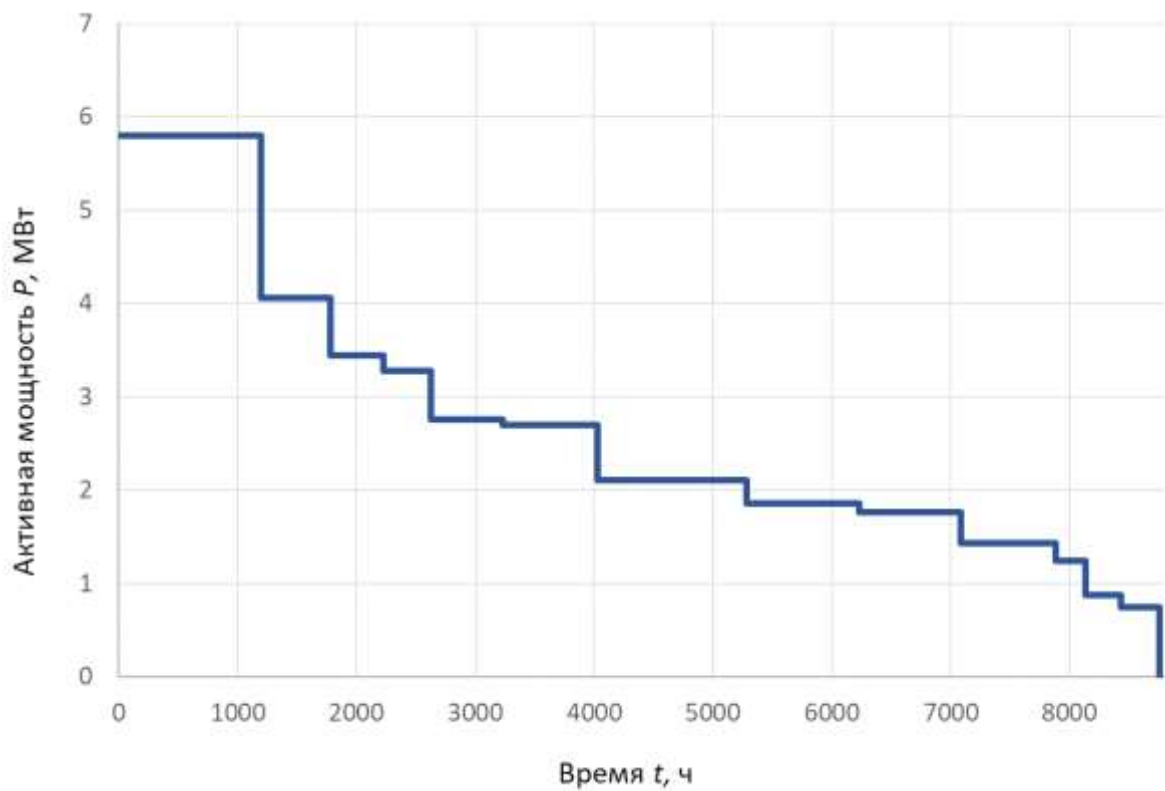


Рисунок 4 - Годовой график активной мощности

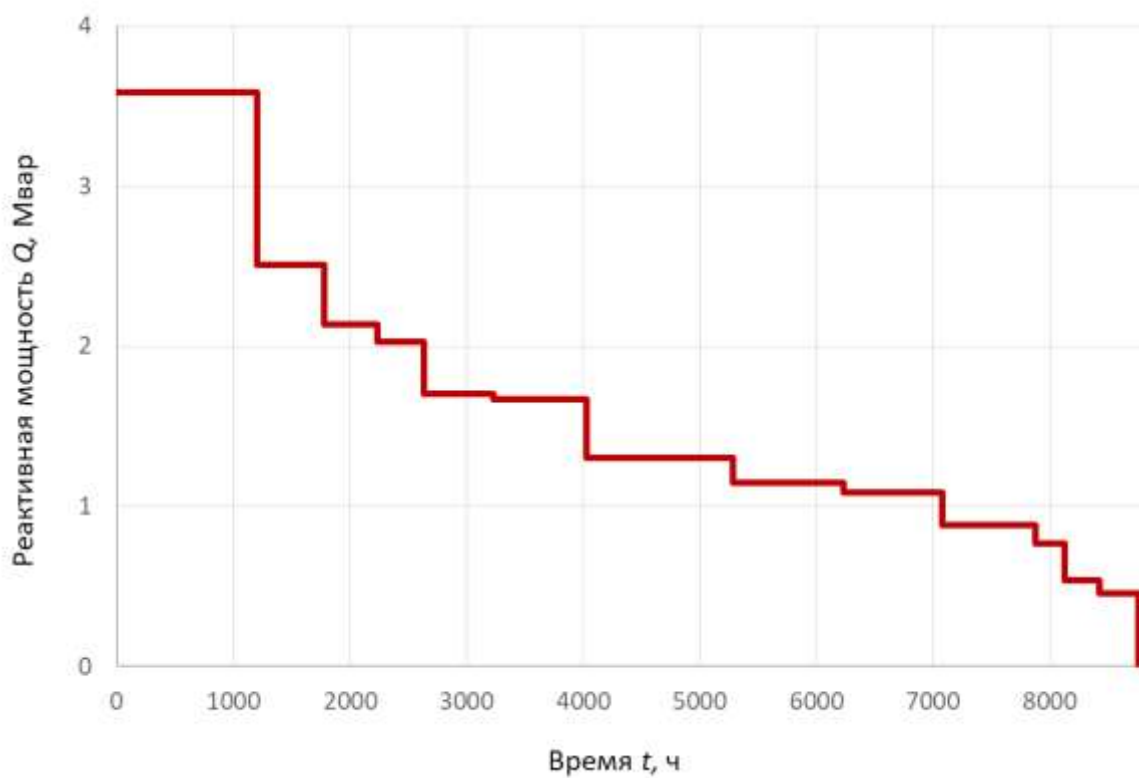


Рисунок 5 - Годовой график реактивной мощности

Для определения показателя по выражению (7), необходимо по графику активной мощности (рисунок 4) определить годовое потребление электрической энергии.

Для определения годового потребления электрической энергии по годовому графику активной мощности воспользуемся выражением:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{13} W_i \quad (8)$$

где i – номер ступени годового графика активной мощности по таблице 1:

W_i - потребление электрической энергии на ступени i , МВт·ч.

Потребляемая электрическая энергия для каждой ступени годового графика активной мощности определяется по выражению:

$$W_i = P_i \cdot t_i \quad (9)$$

где t_i - длительность в часах соответствующей ступени годового графика активной мощности, столбец 2 таблицы 1.

Для упрощения, сведем все расчеты по выражениям (8) и (9) в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчет потребляемой электрической энергии

Номер ступени графика	Длительность ступени на графике	Активная мощность МВт	Электрическая энергия на ступени МВт·ч
1	2	3	4
1	1200	5,7902	6948,24
2	580	4,05314	2350,8212
3	450	3,445169	1550,32605
4	400	3,27291055	1309,16422
5	600	2,749244862	1649,546917
6	800	2,694259965	2155,407972
7	1250	2,101522773	2626,903466
8	950	1,84934004	1756,873038
9	850	1,756873038	1493,342082

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
10	800	1,423067161	1138,453729
11	250	1,23806843	309,5171074
12	300	0,866647901	259,9943702
13	330	0,736650716	243,0947362
Всего часов в году	8760	W_{Σ} , МВт·ч	23791,68489

Теперь по выражению (7) определим значение среднегодовой мощности:

$$P_{cp} = \frac{W_{\Sigma}}{8760} = \frac{23791,68489}{8760} = 2,716 \text{ (МВт)} \quad (10)$$

Тогда среднегодовая полная мощность:

$$S_{cp} = \frac{P_{cp}}{\cos \varphi} = \frac{2,716}{0,85} = 3,195 \text{ (МВА)} \quad (11)$$

Коэффициент заполнения годового графика активной мощности определим по выражению используя значения полученные в (3) и (10):

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{расч ПС}} = \frac{2,716}{5,8} = 0,47 \quad (12)$$

Продолжительность использования максимальной мощности на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ определим используя значение полученное в (3) и полученное по (8) в таблице 2:

$$T_{max} = \frac{W_{\Sigma}}{P_{расч ПС}} = \frac{23791,68489}{5,8} = 4102 \text{ (ч)} \quad (13)$$

Выводы по разделу 2:

1. Определены максимальные значения расчетной активной мощности на подстанции «Бирюковка» равное 5,8 МВт;

2. Определены максимальные значения расчетной реактивной мощности на подстанции «Бирюковка» равное 3,57 Мвар;

3. Определен перечень потребителей подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ необходимый для определения типового графика мощности подстанции.

4. Определены значения полной, активной и реактивной мощностей для каждой ступени выбранного типового графика нагрузок подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ.

5. Построены графики полной, активной и реактивной мощностей для подстанции «Бирюковка».

6. Рассчитано значение потребляемой электрической энергии на подстанции для каждой ступени годового графика активной мощности и найдено суммарное значение годового потребления электрической энергии, которое составило 23791,68489 МВт·ч.

7. Определены показатели годовых графиков нагрузок. Определено значение продолжительности использования максимальной мощности равное 4102 ч, коэффициент заполнения графика равный 0,47, значение среднегодовой активной мощности равное 2,716 МВт и среднегодовое значение полной мощности равное 3,195 МВА.

3 Схема подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ

Подстанция «Бирюковка» 35/10 кВ является тупиковой подстанцией. Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям от соседних подстанций энергосистемы ПС 110/35/10 кВ «Володаровка» и ПС 110/35/6 кВ «Евпраксино».

Для подстанции «Бирюковка» согласно рекомендациям ПАО «Россети» [19], [18] должна быть применена схема 35-4Н. Составим схему ОРУ 35 кВ подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ согласно методических рекомендаций [1], [8]. Схема ОРУ 35 кВ представлена на рисунке 6.

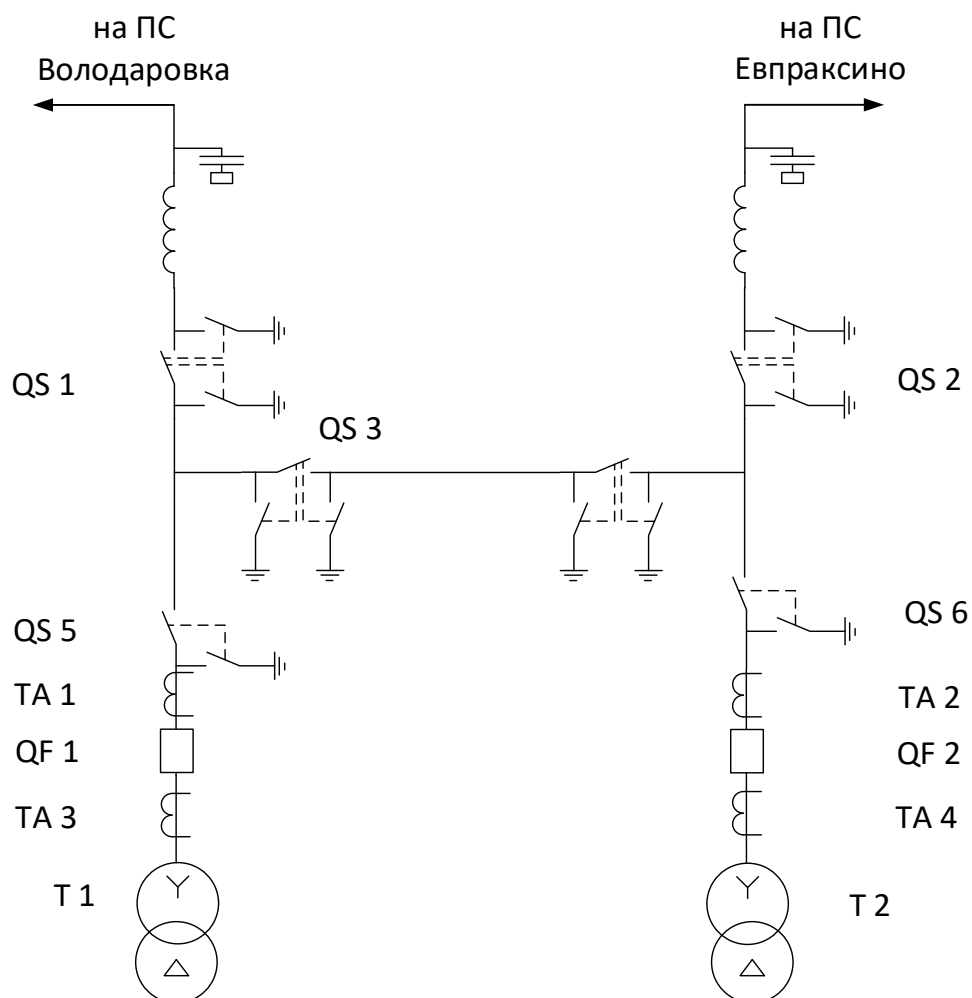


Рисунок 6 - Схема ОРУ 35 кВ с подключением к трансформаторам на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ

Для ЗРУ 10 кВ подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ необходимо применить схему с одной секционированной выключателем системы шин, согласно [8], [19], [18]. Составим схему для ЗРУ 10 кВ представленную на рисунке 7.

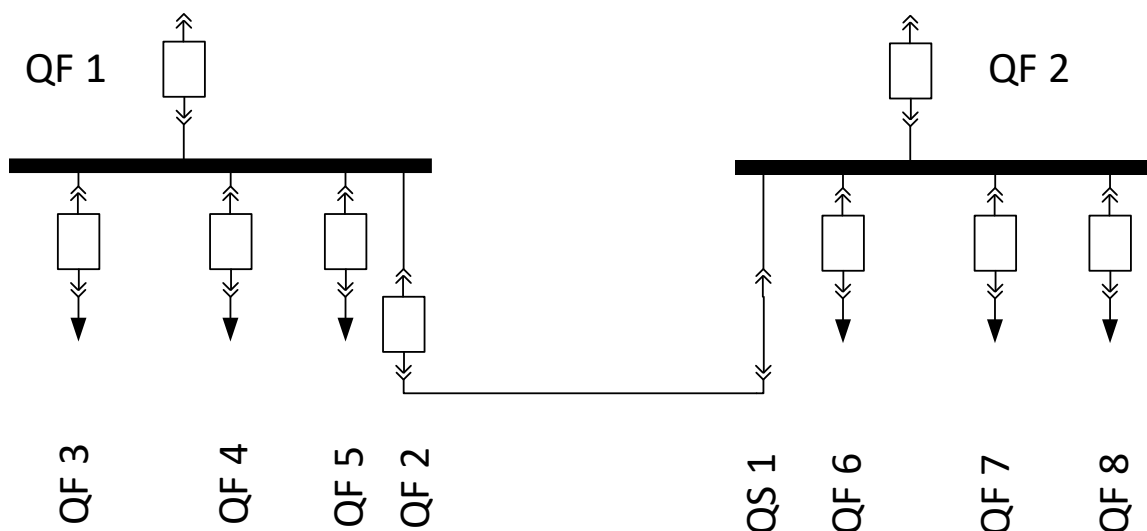


Рисунок 7 - Схема ЗРУ 10 кВ

Выводы по разделу 3:

1. По результатам проведенного анализа карты центров питания установлены связи подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ с внешней энергосистемой. Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям напряжения 35 кВ с подстанций 110/35/10 кВ «Володаровка» и 110/35/6 кВ «Евпраксино»;

2. Для подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ принята схема 35-4Н по методическим рекомендациям ПАО «Россети». Для ЗРУ 10 кВ принята схема, также по методическим рекомендациям ПАО «Россети», одна секционированная выключателем система шин.

4 Выбор оптимального варианта установки силовых трансформаторов

Для определения оптимальной мощности силового трансформатора определим расчетную мощность силового трансформатора:

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot S_{\text{расчПС}}}{1,4} = \frac{0,85 \cdot 6,812}{1,4} = 4,136 \text{ (МВА)} \quad (14)$$

Расчетная мощность одного силового трансформатора позволяет определить стандартное значение мощности силового трансформатора S_T по [3] исходя из условия:

$$S_T \geq S_{T \text{ расч}} \quad (15)$$

Согласно стандартной шкале мощностей силовых трансформаторов представленной в [3] необходимо выбрать два варианта силовых трансформаторов. По условию (15) выберем силовой трансформатор с мощностью 6,3 МВА и силовой трансформатор с мощностью 10 МВА.

Проанализируем каталоги производителей силовых трансформаторов, каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор» [20] и Группы компаний «СВЭЛ» [4]. Данные производители выбраны исходя из широты представленного ассортимента силовых трансформаторов и исходя из того, что они являются крупными и известными по всей России и осуществляют поставку своей продукции на объекты ПАО «Россети» в различных регионах. По каталогам производителей определим марки трансформаторов и их паспортные данные. Выбранные трансформаторы сведем в таблицу 3.

Таблица 3 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН					
ТМН	6300	35	10,5	Y/D-11	7,5	0,25	42	5
ТД	10000	38,5	10,5	Y/D-11	8,0	0,2	60	12

На основании паспортных данных представленных в таблице 3 выполним расчет технико-экономических показателей для каждого варианта. Первый вариант подразумевает установку на подстанции «Бирюковка» двух силовых трансформаторов марки ТМН 63000/35/10 кВ, а второй вариант подразумевает установку на подстанции «Бирюковка» двух силовых трансформаторов ТД 10000/35/10 кВ. Методика технико-экономического анализа и выбора силовых трансформаторов представлена в [17], [15].

Согласно методике из [17], [15] определим коэффициент загрузки соответствующий первой ступени годового графика полной мощности (рисунок 3), а также условию, что в работе находится только один силовой трансформатор. Коэффициент загрузки определяется по выражению:

$$k_3 = \frac{S_{расч ПС}}{S_T} \quad (16)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (16) получим:

$$k_3 = \frac{S_{расч ПС}}{S_T} = \frac{6,812}{6,3} = 1,08 \quad (17)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (16) получим:

$$k_3 = \frac{S_{расч ПС}}{S_T} = \frac{6,812}{10} = 0,68 \quad (18)$$

Реактивная мощность холостого хода определяется по выражению:

$$Q_{xx} = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_T \quad (19)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (19) получим:

$$Q_{xx} = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_T = \frac{0,25}{100} \cdot 6300 = 15,75 \text{ (квар)} \quad (20)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (19) получим:

$$Q_{xx} = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_T = \frac{0,2}{100} \cdot 10000 = 20 \text{ (квар)} \quad (21)$$

Реактивная мощность короткого замыкания определяется по выражению:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_T \quad (22)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (19) получим:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_T = \frac{7,5}{100} \cdot 6300 = 472,5 \text{ (квар)} \quad (23)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (22) получим:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{8}{100} \cdot 10000 = 800 \text{ (квар)} \quad (24)$$

Приведенные потери короткого замыкания определяются по выражению:

$$P'_к = \Delta P_{кз} + k_{un} \cdot Q_{кз} \quad (25)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (25) получим:

$$P'_к = \Delta P_{кз} + k_{un} \cdot Q_{кз} = 42 + 0,05 \cdot 472,5 = 65,63 \text{ (кВт)} \quad (26)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (25) получим:

$$P'_к = \Delta P_{кз} + k_{un} \cdot Q_{кз} = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{ (кВт)} \quad (27)$$

Приведенные потери холостого хода определяются по выражению:

$$P'_x = \Delta P_{хх} + k_{un} \cdot Q_{хх} \quad (28)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (28) получим:

$$P'_x = \Delta P_{хх} + k_{un} \cdot Q_{хх} = 5 + 0,05 \cdot 15,75 = 5,79 \text{ (кВт)} \quad (29)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (28) получим:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 20 = 13 \text{ (кВт)} \quad (30)$$

Общие приведенные потери в трансформаторе определяются по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k \quad (31)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (31) получим:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 5,79 + 1,08^2 \cdot 65,63 = 82,34 \text{ (кВт)} \quad (32)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (31) получим:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 13 + 0,68^2 \cdot 100 = 59,24 \text{ (кВт)} \quad (33)$$

Для снижения потерь электрической энергии на подстанции, может применяться мероприятие связанное с отключением одного из трансформаторов в часы низких нагрузок. Для этого необходимо определить экономически эффективную мощность по выражению:

$$S_{эПС} = S_T \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (34)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300 по (34) получим:

$$S_{эПС} = S_T \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{5,79}{65,63}} = 2646,33 \quad (35)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000 по (34) получим:

$$S_{эПС} = S_{Т1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{13}{100}} = 5099 \quad (36)$$

Следующим этапом расчета технико-экономических показателей является определение потерь электрической энергии. Приведем описание методики определения потерь электрической энергии.

Сначала определяются потери электрической энергии в режиме холостого хода по выражению:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_x \cdot T_i, \quad (37)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 3);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (34) для каждого из вариантов;

P'_x - приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода из выражения (28) для каждого из вариантов;

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 3).

Далее определяются потери электрической энергии в режиме короткого замыкания по выражению:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_к \cdot k_{зи} \cdot T_i \quad (38)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 3);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (34) для каждого из вариантов;

P'_k - приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания из выражения (25) для каждого из вариантов;

k_{zi} - коэффициент загрузки трансформаторов на i -й ступени годового графика нагрузок;

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 3).

Итогом определяются суммарные потери электрической энергии на подстанции по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (39)$$

Расчеты потерь электрической энергии на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ при разных вариантах установки силовых трансформаторов по методике представленной выражениями (37) - (39) выполним в таблицах. Для первого варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 6300/35/10 в таблице 4, а для второго варианта с двумя силовыми трансформаторами ТД 10000/35/10 в таблице 5.

Таблица 4 - Расчет потерь для первого варианта

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_z	W_{ki} , МВт·ч
6,812	2	1200	13,896	1,081269841	46,03857093
4,7684	2	580	6,7164	0,756888889	10,90346821
4,05314	2	450	5,211	0,643355556	6,112051902
3,850483	2	400	4,632	0,611187778	4,903223859
3,23440572	2	600	6,948	0,513397733	5,189572133
3,169717606	2	800	9,264	0,503129779	6,645420101
2,472379732	1	1250	7,2375	0,392441227	12,63460497
2,175694164	1	950	5,5005	0,34534828	7,436020946
2,066909456	1	850	4,9215	0,328080866	6,004586914
1,67419666	1	800	4,632	0,265745502	3,707867741
1,456551094	1	250	1,4475	0,231198586	0,877026591
1,019585766	1	300	1,737	0,16183901	0,515691636
0,866647901	1	330	1,9107	0,137563159	0,409845928
$\sum W_{xi}$, МВт·ч			74,05	$\sum W_{ki}$, МВт·ч	111,378
$\Delta W_{ПС}$, МВт·ч			185,432		

Таблица 5 - Расчет потерь для второго варианта

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_3	W_{ki} , МВт·ч
6,812	2	1200	31,2	0,6812	27,8420064
4,7684	1	580	7,54	0,47684	13,18783036
4,05314	1	450	5,85	0,405314	7,392574737
3,850483	1	400	5,2	0,3850483	5,930487733
3,23440572	1	600	7,8	0,323440572	6,276828217
3,169717606	1	800	10,4	0,316971761	8,037687759
2,472379732	1	1250	16,25	0,247237973	7,640826926
2,175694164	1	950	12,35	0,217569416	4,496962843
2,066909456	1	850	11,05	0,206690946	3,631297495
1,67419666	1	800	10,4	0,167419666	2,242347564
1,456551094	1	250	3,25	0,145655109	0,530385272
1,019585766	1	300	3,9	0,101958577	0,31186654
0,866647901	1	330	4,29	0,08666479	0,247855933
$\sum W_{xi}$, МВт·ч			129,48	$\sum W_{ki}$, МВт·ч	87,77
$\Delta W_{ПС}$, МВт·ч			217,249		

Стоимость потерь электрической энергии определим с учетом стоимости 1 кВт·ч $C_3 = 1,81$ руб/ кВт·ч по выражению:

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{ПС} \cdot 1000 \quad (40)$$

Для первого варианта с двумя трансформаторами ТМН 6300/35/10 кВ стоимость потерь по выражению (40):

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{ПС} \cdot 1000 = 1,81 \cdot 185,432 \cdot 1000 = 335,632 \text{ (тыс. руб)} \quad (41)$$

Для второго варианта с двумя трансформаторами ТД 10000/35/10 кВ стоимость потерь по выражению (40):

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{ПС} \cdot 1000 = 1,81 \cdot 217,249 \cdot 1000 = 393,221 \text{ (тыс. руб)} \quad (42)$$

Годовые отчисления для каждого варианта определяется исходя из стоимости трансформатора K , а также числа трансформаторов в каждом варианте $n = 2$ по выражению:

$$I_o = 0,094 \cdot K \cdot n . \quad (43)$$

Для первого варианта с учетом стоимости одного трансформатора ТМН 6300/35/10 $K = 9\ 100$ тыс. руб. по выражению (43) получим:

$$I_o = 0,094 \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 9100 \cdot 2 = 1710,8 \text{ (тыс. руб)} \quad (44)$$

Для второго варианта с учетом стоимости одного трансформатора ТД 10000/35/10 $K = 14\ 650$ тыс. руб. по выражению (43) получим:

$$I_o = 0,094 \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 14650 \cdot 2 = 2754,2 \text{ (тыс. руб)} \quad (45)$$

Далее для каждого из вариантов определяется значение приведенных затрат по выражению:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot K \cdot n + I_o + I_g . \quad (46)$$

Для первого варианта с трансформаторами ТМН 6300/35/10 кВ с учетом значений полученных в (41) и (44) по выражению (46) получим:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 9100 \cdot 2 + 1710,8 + 335,632 = 4776,43 \text{ (тыс. руб)} \quad (47)$$

Для второго варианта с трансформаторами ТД 10000/35/10 кВ с учетом значений полученных в (42) и (45) по выражению (46) получим:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 14650 \cdot 2 + 2754,2 + 393,221 = 7542,421 \text{ (тыс. руб)} \quad (48)$$

Для второго варианта с двумя силовыми трансформаторами ТД 10000/35/10 кВ значение приведенных затрат полученное в выражении (48) больше чем величина приведенных затрат для первого варианта с двумя силовыми трансформаторами марки ТМН 6300/35/10 полученное в выражении (47). Исходя из этого к установке на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ после

реконструкции принимается первый вариант с двумя силовыми трансформаторами ТМН 6300/35/10 производства Группа компаний «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

Выводы по разделу 4:

1. На основании значения расчетной мощности подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ полученном в разделе 1 ВКР и равном 6,812 МВА определена расчетная мощность двух трансформаторов равная 4,138 МВА.

2. Согласно стандартной шкале мощностей представленной в [3] определены две подходящих мощности силовых трансформаторов: 6300 кВА и 10000 кВА.

3. По каталогам производителей силовых трансформаторов: ООО «Тольяттинский Трансформатор» [20] и Группы компаний «СВЭЛ» [4] выбраны две подходящих марки силовых трансформаторов ТМН 6300/35/10 кВ и ТД 10000/35/10 кВ.

4. Выполнен расчет технико-экономических показателей для двух вариантов установки силовых трансформаторов на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ. Техничко-экономический расчет выполнен относительно графиков нагрузки подстанции построенных в разделе 2 ВКР. Сравнение технико-экономических показателей, а именно годовых потерь электрической энергии и величины приведённых затрат позволило определить, что вариант с двумя трансформаторами марки ТМН 6300/35/10 является более выгодным по сравнению с вариантом установки двух трансформаторов марки ТД 10000/35/10 кВ.

5. В итоге к установке на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ в связи с возросшей нагрузкой и необходимостью проведения реконструкции принято установить два силовых трансформатора ТМН 6300/35/10 производства Группа компаний «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

5 Расчет токов короткого замыкания

Раздел расчета токов короткого замыкания необходим для определения уровней токов короткого замыкания после замены силовых трансформаторов. Результаты этого раздела ВКР необходимы для выбора оборудования подстанции, расчета системы заземления и расчета уставок релейной защиты силовых трансформаторов.

Для выполнения расчетов токов короткого замыкания составляется расчетная схема с схема замещения. На расчетной схеме (рисунок 8а) и схеме замещения (рисунок 8б) определяются расчетные точки, которые обычно выбираются перед силовым трансформатором и после силового трансформатора. Используя схемы подстанции разработанные в разделе 3 ВКР составим расчетную схему и схему замещения. Расчетная схема (рисунок 8а) на основании схем на рисунках 6 и 7 составляется исходя из того, что трансформаторы работают не параллельно и секционный выключатель на стороне 10 кВ разомкнут. Данное условие соответствует нормальному режиму работы.

На подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ используется изолированная нейтраль на стороне 35 кВ. Это накладывает ряд особенностей на расчет несимметричных токов короткого замыкания. На подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ будут определены следующие виды токов короткого замыкания:

- Трехфазное симметричное короткое замыкание в точках К1 и К2;
- Несимметричное двухфазное короткое замыкание в расчетных точках К1 и К2.

На подстанции не будут рассчитываться несимметричные токи короткого замыкания с путями протекания на землю, так как токи короткого замыкания на землю имеют пути протекания с очень высоким сопротивлением и значение этих токов короткого замыкания очень низкие. Этот факт накладывает также особенности расчета системы заземления, который будет выполнен в разделе 7 ВКР.

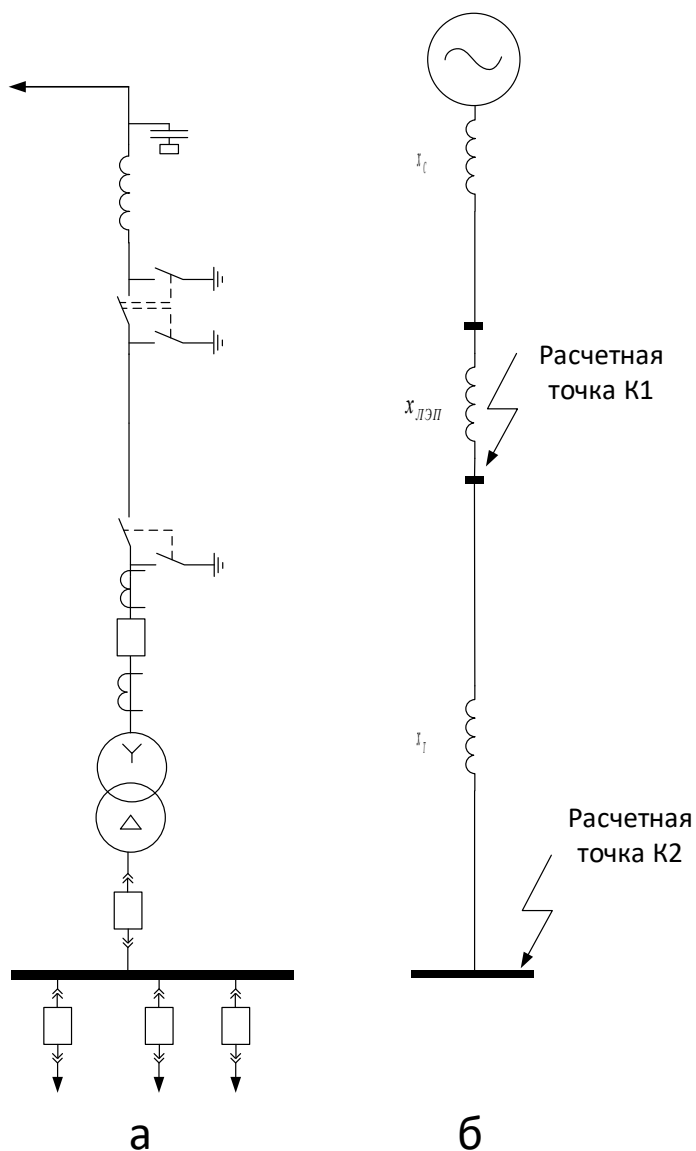


Рисунок 8 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Расчет токов короткого замыкания выполним в относительных единицах приведенных к базисным.

Сопротивление системы с учетом мощности $S_k = 3250$ МВА и базисной мощностью $S_{\sigma} = 1000$ МВА:

$$x_{*\sigma C} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3250} = 0,308 \quad (49)$$

Сопротивление линии 35 кВ с учетом длины линии $l = 42$ км:

$$x_{*6Л} = x_{y0} l \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 42 \cdot \frac{1000}{37^2} = 12,27 \quad (50)$$

Сопротивление до точки К1:

$$x_{*резК1} = x_{*6С} + x_{*6Л} = 0,308 + 12,27 = 12,56 \quad (51)$$

Базисный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в точке К1:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{*резК1}} = \frac{15,6}{12,56} = 1,24 \text{ (кА)} \quad (53)$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot 1,8 = 3,156 \text{ (кА)} \quad (54)$$

Периодическая составляющая двухфазного тока короткого замыкания в точке К1:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{2x_{*резК1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15,6}{2 \cdot 12,27} = 1,01 \text{ (кА)} \quad (55)$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 1,8 = 2,57 \text{ (кА)} \quad (56)$$

Сопротивление трансформатора с учетом паспортных данных из таблицы 3:

$$x_{* \delta T} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номT}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9 \quad (57)$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{* резК2} = x_{* резК1} + x_{* \delta T} = 12,56 + 11,9 = 24,26 \quad (58)$$

Базисный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,73 \text{ (кА)} \quad (59)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{* резК2}} = \frac{57,73}{24,26} = 2,38 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,28 \cdot 1,94 = 6,53 \text{ (кА)} \quad (61)$$

Периодическая составляющая двухфазного тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{2x_{* резК2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 57,73}{2 \cdot 24,26} = 2,06 \text{ (кА)} \quad (62)$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,06 \cdot 1,94 = 5,65 \text{ (кА)} \quad (63)$$

Сведем все результаты расчетов токов короткого замыкания в таблицу 6.

Таблица 6 - Сводная ведомость токов короткого замыкания

Расчетная точка	Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
	Периодическая составляющая, кА	Ударный ток, кА	Периодическая составляющая, кА	Ударный ток, кА
K1	1,24	3,156	1,01	2,57
K2	2,38	6,53	2,06	5,65

Выводы по разделу 5:

1. На основании разработанных в разделе 3 ВКР, а также результатов выбора силовых трансформаторов в разделе 4 ВКР составлена расчетная схема и схема замещения с указанием на ней расчетных точек в которых необходимо определить значения трехфазного и двухфазного токов короткого замыкания.

2. В расчетной точке на стороне 35 кВ перед трансформатором значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания равно 1240 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 3156 А. Значение периодической составляющей двухфазного тока короткого замыкания равно 1010 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 2570 А.

3. В расчетной точке на стороне 10 кВ за трансформатором значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания равно 2380 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 6530 А. Значение периодической составляющей двухфазного тока короткого замыкания равно 2060 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 5650 А.

6 Выбор оборудования подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ

Определим расчетные параметры необходимы для выбора оборудования на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ.

Ток на стороне 35 кВ:

$$I_{ВН\text{ ном}} = 1,4 \frac{S_{СТ}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = 1,4 \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,5 \text{ (А)} \quad (64)$$

Ток на стороне 10 кВ:

$$I_{НН\text{ ном}} = 1,4 \frac{S_{СТ}}{\sqrt{3}U_{НН}} = 1,4 \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,22 \text{ (А)} \quad (65)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя согласно [9].

Для стороны 35 кВ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,08}} = 1,81 \text{ (кА)} \quad (66)$$

Для стороны 10 кВ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,38 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,24 \text{ (кА)} \quad (67)$$

Тепловой импульс на стороне 35 кВ:

$$B_k = I_{n0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,24^2 \cdot (0,05 + 0,08) = 0,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (68)$$

Тепловой импульс на стороне 10 кВ:

$$B_k = I_{n0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,38^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 0,238 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (69)$$

Поиск подходящего оборудования выполним по каталогам производителей. Согласно методикам выбора оборудования представленным в [17] и [15] необходимо выполнять сравнение расчетных значений теплового импульса полученных в (68) и (69) с каталожными данными. Однако в каталогах производителей данный параметр не представлен и необходимо выполнять его расчет по выражению:

$$B_k = I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (70)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости выключателя, представлен в каталогах производителей, кА;
 $t_{откл}$ - собственное время отключения выключателей, представлено в каталогах производителей, с.

Выбору на подстанции для стороны 35 кВ подлежат согласно схемам, представленным на рисунках 6 высоковольтные выключатели, разъединители с одним и с двумя заземляющими ножами, измерительные трансформаторы тока. На стороне 35 кВ предлагается установить элегазовые колонковые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-35 [2]. Разъединители горизонтально-поворотные типа РГ-35 [14].

При проектировании электрической части понизительных подстанций, важную роль играет правильный и оптимальный выбор измерительных трансформаторов. К измерительным трансформаторам устанавливаемым на подстанции относятся как трансформаторы тока, так и трансформаторы напряжения.

Основным назначением измерительных трансформаторов тока и напряжения на электрических подстанциях является получение данных о токе и напряжении для нужд релейной защиты и автоматики подстанции, а также для нужд измерений и мониторинга на подстанции.

На сегодняшний день на подстанциях устанавливаются традиционные трансформаторы тока и напряжения, однако развитие технологий позволило

создать новый тип измерительных трансформаторов – цифровые трансформаторы.

Современная концепция интеллектуальных энергосистем подразумевает большое количество измерений и их высокую точность. Обозначенную задачу позволит решить только применение цифровых трансформаторов тока и напряжения. Кроме того цифровые измерительные трансформаторы имеют и ряд других преимуществ по сравнению с традиционными. Преимуществами цифровых измерительных трансформаторов являются:

- Отсутствие потерь при передаче информации;
- Однократное аналого-цифровое преобразование измеренного сигнала;
- Синхронизация измерений;
- Отсутствие влияния электромагнитной обстановки на данные измерений;
- Неограниченная возможность использования измеряемой информации.

Таким образом, переход электрических подстанций к цифровым технологиям не возможен без установки цифровых измерительных трансформаторов. Кроме того, цифровые измерительные трансформаторы имеют меньшие габариты и могут быть установлены на любом высоковольтном оборудовании. Среди цифровых измерительных трансформаторов наиболее перспективными считаются оптические. Поэтому рассмотрим в ВКР установку на проектируемой подстанции именно оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Отличительной особенностью выбора оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения является отсутствие необходимости расчета мощности подключаемых к ним приборов учета и измерения.

На подстанции предлагается использовать цифровые оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения. Данные трансформаторы имеют ряд особенностей выбора по сравнению с традиционными, т.е. нет необходимости выполнять расчет мощности подключаемых приборов, так как подключение выполняется по цифровым каналам, а также мы можем через

интерфейс управления задавать коэффициенты трансформации, т.е. номинальные токи для измерительных трансформаторов тока, в таблице 7, подбираются номинальные токи как ближайшие большие стандартные значения. Для установки на подстанции, на стороне 35 кВ цифровой трансформатор тока ЦТТ-35 [21].

Таблица 7 - Оборудование на стороне 35 кВ

Наименование параметра	Единица измерения параметра	Высоковольтный выключатель		Высоковольтный разъединитель		Измерительный трансформатор тока	
		Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
Номинальное напряжение	кВ	35	35	35	35	35	35
Номинальный ток	А	145,5	3150	145,5	1000	145,5	150
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов)	кА	1,24	50	1,24	-	1,24	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов)	кА	1,81	50	1,81	-	1,81	-
Проверка по электродинамической стойкости	кА	3,156	125	3,156	50	3,156	150
Проверка на термическую стойкость	кА ² с	0,2	87,5	0,2	1200	0,2	1200

Выбор оборудования на стороне 10 кВ выполним в соответствии со схемой представленной на рисунке 7. Все оборудование сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Единица измерения параметра	Высоковольтный выключатель		Измерительный трансформатор тока		Измерительный трансформатор напряжения	
		Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
Номинальное напряжение	кВ	10	10	10	10	10	10
Номинальный ток	А	509,22	1000	509,22	600	509,22	-
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов)	кА	2,38	20	2,38	-	2,38	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов)	кА	1,24	20	1,24	-	1,24	-
Проверка по электродинамической стойкости	кА	6,53	51	6,53	150	6,53	150
Проверка на термическую стойкость	кА ² с	0,238	7803	0,238	1200	0,238	1200

Для установки на подстанции примем комплектные распределительные устройства марки КРУ СЭЩ-80-10Н, производства ОАО «Электроцит», г. Самара.

Комплектное распределительное устройство СЭЩ-80-10Н комплектуется вакуумным выключателем марки ВВЕ-СЭЩ-10. Дополнительно для КРУ будем также использовать цифровые трансформаторы тока и напряжения. Трансформаторы тока марки ЦТТ-10 и трансформаторы напряжения марки ЦТН-10(6) [21].

Выводы по разделу 6:

1. Выполнен расчет параметров необходимых для оптимального выбора высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции. Определены значения номинальных токов для стороны 35 кВ на уровне 145,5 А, а для стороны 10 кВ 509,2 А. Определены значения аperiodической составляющей тока короткого замыкания с учетом ее затухания для стороны 35 кВ 1810 А, а для стороны 10 кВ 1240 А. Определены значения интеграла Джоуля (теплового импульса) для стороны 35 кВ 0,2 кА²·с, а для стороны 10 кВ 0,238 кА²·с.

2. Согласно полученным расчетным значениям выбрано оборудование для стороны 35 кВ и для стороны 10 кВ. Для стороны 35 кВ выбраны разъединители горизонтально-поворотные с одним заземляющим ножом марки РГ-35-1000, с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-35-1000, высоковольтные элегазовые колонковые выключатели марки ВГТ-35-1000, комбинированные цифровые трансформаторы тока марки ЦТТ-35. На стороне 10 кВ подстанции предлагается использовать шкафы комплектных распределительных устройств для внутренней установки, так как РУ-10 кВ расположено в здании. Предлагаются шкафы КРУ производства ОАО «Электроцит» г. Самара марки СЭЩ-80-10Н. Данные шкафы предлагается укомплектовать выключателями марки ВВЕ-СЭЩ-10, трансформаторами тока марки ЦТТ-10 и трансформаторами напряжения марки ЦТН-10(6). Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям выбора и может быть установлено на объекте.

7 Релейная защиты трансформаторов подстанции

На подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ в разделе 6 ВКР выбраны цифровые измерительные трансформаторы. Поэтому при выборе микропроцессорных терминалов релейной защиты необходимо учитывать возможность подключения в терминалы цифровых интерфейсов. Это позволяет повысить точность измеряемых данных току и напряжения. Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов выполним расчет уставок блок цифровой защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург, методика расчета уставок представлена производителем [12].

Определим номинальный первичный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{BH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98,3 \text{ (А)} \quad (71)$$

Ток на стороне 10 кВ:

$$I_{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ (А)} \quad (72)$$

Вторичный ток на стороне ВН с учетом выбранного коэффициента трансформации $K_I = 100 / 1$:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I} = \frac{98,3}{100} = 0,983 \text{ (А)} \quad (73)$$

Вторичный ток на стороне НН с учетом выбранного коэффициента трансформации $K_I = 400 / 1$:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I} = \frac{346,4}{400} = 0,866 \text{ (А)} \quad (74)$$

Относительное значение максимального тока КЗ:

$$I_{КЗ.ВН.маx} = \frac{I_{n0}^{(3)}}{I_{ном}} = \frac{1240}{98,3} = 12,61 \text{ (А)} \quad (75)$$

Уставка токовой отсечки (ТО):

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} K_{нб} I_{КЗ.ВН.маx} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,61 = 10,59 \text{ (А)} \quad (76)$$

Полученное в (76) значение округлим до ближайшего целого. Примем уставку ТО равную 13.

Уставки ДЗТ – 2.

Базовая уставка второй ступени $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ А.}$, а метрологическую

погрешность примем $\Delta f_{добав} = 0,04..$

«Расчетное значение дифференциального тока:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}), \quad (77)$$

где $K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$K_{пер} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [12].

По выражению (77) определим значение дифференциального тока:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04) = 0,288 \text{ (А)}$$

Выражение для определения коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \frac{I_{торм}}{I_{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}), \quad (78)$$

По выражению (78) получим:

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04) = 0,88$$

Коэффициент торможения определим по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}, \quad (79)$$

Используя (79) получим, что коэффициент торможения должен быть больше либо равен:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04)}{0,88} = 32,727$$

Значение первой точки излома для тормозной характеристики определяется по выражению:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \cdot 100}{K_{торм}}, \quad (80)$$

Используя (80) получим:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 100}{32,727} = 0,917$$

Вторая точка излома тормозной характеристики согласно [12] принимается из диапазона 1,5-2. Примем равную: $\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 1,5$

Далее необходимо выбрать уставку блокировки срабатывания защиты трансформатора при броске тока намагничивания. Согласно [12] это значение может принимать значения от 0,15 до 0,2. Примем $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}} = 0,15$.

«Уставка сигнала перегрузки определяется по выражению:

$$I_{c.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_g}, \quad (81)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_g = 0,95$ – коэффициент возврата» [12].

По (81) для стороны 35 кВ:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 0,983}{0,95} = 1,08$$

По (81) для стороны 10 кВ:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 0,866}{0,95} = 0,96$$

Проверка правильности расчета уставок осуществляется через расчет коэффициента чувствительности защиты. Для его определения необходимо рассчитать первичный ток срабатывания защиты без учета торможения по выражению:

$$I_{c.з} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (82)$$

Используя ранее найденные значения и принятые уставки по выражению (82) получим:

$$I_{c.3} = 346,4 \cdot 0,3 = 103,92 \text{ (A)}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне 10 кВ подстанции:

$$K_q = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{2060}{103,92} = 19,82. \quad (83)$$

Полученное в (83) больше 2, поэтому защита чувствительна. Уставки и коэффициенты трансформации выбраны верно.

Выводы по разделу 7:

1. Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов принято установить цифровые терминалы релейной защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург. Данный терминал является самым современным из линейки продукции ООО «НТЦ «Механотроника» и имеет возможность подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения по цифровым протоколам.

2. Используя методику представленную производителем терминалов защиты был выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТМН 6300/35/10.

3. Выполнен расчет коэффициента чувствительности релейной защиты при двухфазном коротком замыкании в зоне защиты на стороне 10 кВ. Полученное значение коэффициента чувствительности выше 2 и равно 19,82, поэтому защита чувствительна и может использоваться на подстанции.

8 Система заземления подстанции

Расчет заземления выполнен с использованием источников [17], [16] и [13]. Размеры подстанции определены в разделе 1 ВКР и равны 35×35 м. Так как подстанция имеет класс напряжения 35/10 кВ, а для расчета сопротивления контура заземления для установок с изолированной нейтралью необходимо приближенное значение тока замыкания на землю, то приближенно это значение определяется по выражению:

$$I_3 = \frac{U \cdot l_g}{350} = \frac{35 \cdot 130}{350} = 13, \text{ (А)} \quad (84)$$

где l_g - длина воздушных линий, км;

U - напряжение воздушной линии.

Сопротивление заземления:

$$R_3 = \frac{250}{I_3} = \frac{250}{13} = 19,23, \text{ (Ом)} \quad (85)$$

Полученное в (85) значение очень высоко. По требованию ПУЭ сопротивление заземляющего контура для установок с изолированной нейтралью и при условии использования контура только на напряжение выше 1000 В не должно превышать 4 Ом. Поэтому примем расчетное сопротивление контура заземления $R_3 \leq 4$ Ом.

Размеры контура заземления определим из условия, что он должен быть меньше с каждой стороны на 1 м чем размеры подстанции. Таким образом получим 33×33 м.

Контур заземления будем выполнять вертикальными электродами – стальным уголком размерами 50×50×4 мм. Связка вертикальных стержней выполняется стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм².

Определим расчетное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей, для четвертой климатической зоны и с учетом того, что в районе подстанции почва – чернозем.

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho = 1,4 \cdot 20 = 28 \quad (86)$$

Определим расчетное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей, для четвертой климатической зоны и с учетом того, что в районе подстанции почва – чернозем.

$$\rho_{расч.г} = k_c \cdot \rho = 2,0 \cdot 20 = 40 \quad (87)$$

Сопротивление вертикальных заземлителей из угловой стали определяется по выражению:

$$R_{BO} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{b} + 0,5 \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (88)$$

где l - длина вертикального заземлителя, принята в расчетах 5 м;

b - ширина полки вертикального заземлителя выполненного из уголка, м, в расчетах принимаем 0,05 м;

t - расстояние от поверхности земли до середины электрода, в расчетах при глубине заложения 0,7 м примем 3,2 м.

Используя выражение (88) получим:

$$R_{BO} = \frac{0,366 \cdot 28}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,05} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 5,083 \quad (89)$$

Далее определим сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (90)$$

где l длина горизонтального заземлителя, равно периметру подстанции 140 м;
 b - ширина горизонтального заземлителя, м, в расчетах принято 0,04 м;
 t - глубина заложения заземлителя, примем равной 0,7 м.

По выражению (90) получим:

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot 40}{140} \cdot \lg \frac{2 \cdot 312^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,715 \text{ Ом} \quad (91)$$

Используя значение полученное в (89) найдем количество вертикальных заземлителей:

$$n_T = \frac{R_{BO}}{R_3} = \frac{5,083}{4} = 1,271 \quad (92)$$

Округлим значение полученное в (92) до большего целого, тогда получим что число вертикальных заземлителей $n_T = 2$. Вертикальные стержни располагаются по периметру подстанции, определим отношение расположения заземлителей:

$$a = \frac{l}{n_T} = \frac{140}{2} = 70 \quad (93)$$

Далее выполним расчет заземляющего контура без учета сопротивления горизонтальных заземлителей для этого определим действительное число вертикальных заземлителей:

$$n_D = \frac{n_T}{0,68} = \frac{2}{0,68} = 2,94 \approx 3 \quad (94)$$

Определим сопротивление горизонтального заземлителя с уточненным значением вертикальных электродов:

$$R_{Г} = \frac{R_{ГО}}{0,64} = \frac{0,715}{0,64} = 1,12 \quad (95)$$

Сопротивление контура заземления:

$$R_{3V} = \frac{R_{BO} \cdot R_{ГО}}{0,68R_{BO} + 0,64R_{ГО}n_{Д}} = \frac{5,083 \cdot 1,12}{0,68 \cdot 5,083 + 0,64 \cdot 1,12 \cdot 3} = 1,02 \quad (96)$$

Значение полученное в (96) значительно ниже требуемого: 4 Ом, что удовлетворяет условиям расчета.

Выводы по разделу 6:

1. Выполнен расчет системы заземления подстанции. К установке принято три вертикальных заземлителя выполненных стальным уголком 50×50×4 мм, которые соединены стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм².

9 Молниезащита подстанции

Система молниезащиты необходима для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии. Исходя из размеров подстанции примем расстояния между молниеотводами $l_1 = 34$ м, $l_2 = 34$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{34^2 + 34^2} = 48 \text{ (м)} \quad (97)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{48}{8} = 6. \quad (98)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 7,85 + 6 = 13,85 \text{ (м)} \quad (99)$$

Примем типовое значение высоты молниеотвода согласно каталогу производителя [11] СМ-20 – 20 м, тогда из выражения (99) получим:

$$h_a = h - h_x = 20 - 7,85 = 12,15 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (100)$$
$$48 \leq 97,2 \leq 97,2.$$

Условие (100) выполняется, тогда определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а также радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по формулам:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 20 = 18,4, \text{ (м)} \quad (101)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(20 - 1,1 \cdot 7,85) = 17,047 \approx 17, \text{ (м)} \quad (102)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30, \text{ (м)} \quad (103)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяется по выражениям, представленным ниже:

- для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 18,4 - 0,14(34 - 20) = 16,44, \text{ (м)} \quad (104)$$

- для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 18,4 - 0,14(34 - 20) = 16,44, \text{ (м)} \quad (105)$$

Для выбранного типового молниеотвода ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30. \text{ (м)} \quad (106)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов определяются по формулам:

- для ближайших молниеотводов:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{16,44 - 7,85}{16,44} = 0,522. \text{ (м)} \quad (107)$$

- для удаленных молниеотводов:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{16,44 - 7,85}{16,44} = 0,522. \text{ (м)} \quad (108)$$

Выполненные расчеты системы молниезащиты необходимо нанести на план расположения оборудования и указать защищаемые зоны. Вся территории подстанции должна попадать в зону защиты молниеотводов. План молниезащиты представлен в графической части ВКР на формате А1.

Выводы по разделу 9:

1. Выполнен расчет зон действия молниезащиты подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ после реконструкции.
2. Для системы молниезащиты принято установить четыре стальных молниеотвода марки СМ-20 и высотой 20 м.
3. В графической части выпускной квалификационной работы построен план молниезащиты подстанции и указаны зоны ее действия. Все оборудование на подстанции защищено от прямых ударов молнии с коэффициентом защиты 0,99.

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ. На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы определено расположение и компоновка подстанции 35/10 кВ «Бирюковка». Определена текущая загрузка подстанции 104,38 % и максимальная расчетная мощность 6,812 МВА. Определены максимальные значения расчетной активной мощности на подстанции «Бирюковка» равное 5,8 МВт, максимальные значения расчетной реактивной мощности 3,57 Мвар. Выполнен анализ потребителей подстанции по результатам которого определены типовые графики нагрузок. Используя значения максимальных расчетных полной, активной и реактивной мощностей построены действительные графики нагрузок подстанции «Бирюковка». Расчетным путем получено значение потребляемой электрической энергии на подстанции для каждой ступени годового графика активной мощности и найдено суммарное значение годового потребления электрической энергии, которое составило 23791,68489 МВт·ч. Далее были определены показатели годовых графиков нагрузок. Определено значение продолжительности использования максимальной мощности равное 4102 ч, коэффициент заполнения графика равный 0,47, значение среднегодовой активной мощности равное 2,716 МВт и среднегодовое значение полной мощности равное 3,195 МВА.

Следующим этапом выполнен анализ карты центров питания ПАО «Россети» и установлены связи подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ с внешней энергосистемой. Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям напряжения 35 кВ с подстанций 110/35/10 кВ «Володаровка» и 110/35/6 кВ «Евпраксино». Для подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ принята схема 35-4Н по методическим рекомендациям ПАО «Россети». Для ЗРУ 10 кВ принята схема, также по методическим рекомендациям ПАО «Россети», одна секционированная выключателем система шин.

На основании значения расчетной мощности подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ полученном в разделе 1 ВКР и равном 6,812 МВА определена расчетная мощность двух трансформаторов равная 4,138 МВА. Согласно стандартной шкале мощностей представленной в [3] определены две подходящих мощности силовых трансформаторов: 6300 кВА и 10000 кВА.

По каталогам производителей силовых трансформаторов: ООО «Тольяттинский Трансформатор» [20] и Группы компаний «СВЭЛ» [4] выбраны две подходящих марки силовых трансформаторов ТМН 6300/35/10 кВ и ТД 10000/35/10 кВ.

Выполнен расчет технико-экономических показателей для двух вариантов установки силовых трансформаторов на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ. Техничко-экономический расчет выполнен относительно графиков нагрузки подстанции построенных в разделе 2 ВКР. Сравнение технико-экономических показателей, а именно годовых потерь электрической энергии и величины приведённых затрат позволило определить, что вариант с двумя трансформаторами марки ТМН 6300/35/10 является более выгодным по сравнению с вариантом установки двух трансформаторов марки ТД 10000/35/10 кВ.

В итоге к установке на подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ в связи с возросшей нагрузкой и необходимостью проведения реконструкции принято установить два силовых трансформатора ТМН 6300/35/10 производства Группа компаний «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

На основании разработанных в разделе 3 ВКР, а также результатов выбора силовых трансформаторов в разделе 4 ВКР составлена расчетная схема и схема замещения с указанием на ней расчетных точек в которых необходимо определить значения трехфазного и двухфазного токов короткого замыкания.

В расчетной точке на стороне 35 кВ перед трансформатором значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания равно 1240 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 3156 А. Значение

периодической составляющей двухфазного тока короткого замыкания равно 1010 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 2570 А.

В расчетной точке на стороне 10 кВ за трансформатором значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания равно 2380 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 6530 А. Значение периодической составляющей двухфазного тока короткого замыкания равно 2060 А, а ударный ток трехфазного короткого замыкания 5650 А.

Выполнен расчет параметров необходимых для оптимального выбора высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции. Определены значения номинальных токов для стороны 35 кВ на уровне 145,5 А, а для стороны 10 кВ 509,2 А. Определены значения аperiodической составляющей тока короткого замыкания с учетом ее затухания для стороны 35 кВ 1810 А, а для стороны 10 кВ 1240 А. Определены значения интеграла Джоуля (теплового импульса) для стороны 35 кВ 0,2 кА²·с, а для стороны 10 кВ 0,238 кА²·с.

Согласно полученным расчетным значениям выбрано оборудование для стороны 35 кВ и для стороны 10 кВ. Для стороны 35 кВ выбраны разъединители горизонтально-поворотные с одним заземляющим ножом марки РГ-35-1000, с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-35-1000, высоковольтные элегазовые колонковые выключатели марки ВГТ-35-1000, комбинированные цифровые трансформаторы тока марки ЦТТ-35. На стороне 10 кВ подстанции предлагается использовать шкафы комплектных распределительных устройств для внутренней установки, так как РУ-10 кВ расположено в здании. Предлагаются шкафы КРУ производства ОАО «Электроцит» г. Самара марки СЭЩ-80-10Н. Данные шкафы предлагается укомплектовать выключателями марки ВВЕ-СЭЩ-10, трансформаторами тока марки ЦТТ-10 и трансформаторами напряжения марки ЦТН-10(6). Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям выбора и может быть установлено на объекте.

Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов принято установить цифровые терминалы релейной защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург. Данный терминал является самым современным из линейки продукции ООО «НТЦ «Механотроника» и имеет возможность подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения по цифровым протоколам.

Используя методику представленную производителем терминалов защиты был выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТМН 6300/35/10.

Выполнен расчет коэффициента чувствительности релейной защиты при двухфазном коротком замыкании в зоне защиты на стороне 10 кВ. Полученное значение коэффициента чувствительности выше 2 и равно 19,82, поэтому защита чувствительна и может использоваться на подстанции.

Выполнен расчет системы заземления подстанции. К установке принято три вертикальных заземлителя выполненных стальным уголком 50×50×4 мм, которые соединены стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм².

Выполнен расчет зон действия молниезащиты подстанции «Бирюковка» 35/10 кВ после реконструкции.

Для системы молниезащиты принято установить четыре стальных молниеотвода марки СМ-20 и высотой 20 м.

В графической части выпускной квалификационной работы построен план молниезащиты подстанции и указаны зоны ее действия. Все оборудование на подстанции защищено от прямых ударов молнии с коэффициентом защиты 0,99.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы цель достигнута, все задачи поставленные во введении выполнены.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций : методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.05.2021).
3. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
4. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).
5. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2021]. URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 06.02.2021).
6. Карта центров питания. [Электронный ресурс] // Россети. Портал электросетевых услуг: [сайт]. [2021]. URL: https://портал-тп.рф/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 06.02.2021).
7. Каталог подстанций России energybase.ru [Электронный ресурс] // Электроэнергетика. Нефть и Газ. Сайт для поставщиков energybase.ru: [сайт]. [2021]. URL: <https://energybase.ru/substation> (дата обращения: 06.02.2021).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций : учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.
9. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.

10. Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надёжности электроснабжения // Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств. Исполнительный Комитет. 2019. URL: <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGN-new/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%20%D0%BF%D0%BE%20%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%BE%D1%80%20%D0%BF%D0%BE%D1%82%D1%80.pdf> (дата обращения: 30.март.2021).
11. Молниеотводы типа СМ [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя Группа ОМЕУР : [сайт]. [2021]. URL: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (дата обращения: 05.09.2021).
12. ООО НТЦ "Мехатроника". Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания. // Официальный сайт ООО НТЦ "Мехатроника". 2014. URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf (дата обращения: 05.08.2021).
13. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
14. Разъединители серии РГ на напряжение 35 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_35.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
15. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
16. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
17. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.

18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО "ФСК ЕЭС", 2010. 128 с.

20. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор". 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.04.2021).

21. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).