

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)

Энергосбережение и энергоаудит
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии при реконструкции участка электрической сети 10/0,4 кВ в селе Мусорка

Студент

А.С. Суслов
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по снижению потерь электроэнергии при реконструкции воздушных линий 10/0,4 кВ в селе Мусорка.

В ВКР выбраны комплектная трансформаторная подстанция мощностью 630 кВА с энергосберегающим трансформатором серии ТМГ-33 и проводники марки СИП-2 и СИП-4 с целью обеспечения жителей электроэнергией и повышением ее экономии и надежности в селе Мусорка.

Выбор комплектной трансформаторной подстанции осуществлялся из расчета электрических нагрузок потребителей. Компенсирующие устройства для жителей села Мусорка не требуются по СП.

Выполнен расчет токов коротких замыканий, вследствие которого проведена проверка и выбор электрических аппаратов. Произведен перерасчет уставок релейной защиты ПС «Мусорка».

Выполнение контура заземления вокруг КТП с $R_{\text{з}} \leq 4$ Ом.

ВКР представлена из 63 страниц, 6 чертежей формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is: «Development of measures to reduce electricity losses during the reconstruction of a 10/0.4 kV electrical network section in the village of Musorka».

The senior paper consist of introduction, fifteen parts, a conclusion, tables, list of references including foreing source and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is the development of measures to reduce electric energy losses. The work touches upon the problem of electric energy losses during transportation to the consumer.

The aim of the work is to develop measures to reduce electricity losses, as well as to reliably connect the consumer to the existing 10 kV power supply system.

The graduation work may be divided into several parts: calculation of electrical loads, selection of an energy-saving transformer and its calculation of losses, calculation of short circuits currents for checking substation equipment, calculation of the protective earthing system.

The calculation for protecting the substation against short circuits using relay protection is given in the final part of the project.

The results of the study show that energy saving measures have a positive effect on reducing losses in the power system, thereby saving a sufficient amount of money.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение..... | 5 |
| 1 Расчет электрических нагрузок | 7 |
| 2 Выбор трансформатора..... | 8 |
| 2.1 Расчет потерь мощности трансформатора | 9 |
| 2.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторе | 11 |
| 3 Выбор марки проводов для воздушной линии 10/0,4 кВ..... | 14 |
| 3.1 Потери электроэнергии в воздушных линиях 10/0,4 кВ..... | 15 |
| 4 Оценка экономического эффекта от снижения потерь электроэнергии | 19 |
| 5 Электрическая схема и основные конструктивные решения | 22 |
| 6 Расчет токов коротких замыканий | 24 |
| 7 Выбор и проверка разъединителя..... | 34 |
| 8 Проверка автоматического выключателя ВА | 36 |
| 9 Проверка предохранителя ПКТ | 39 |
| 10 Проверка проводов по термической устойчивости | 41 |
| 11 Расчет заземляющего устройства | 43 |
| 12 Расчет потери напряжения ВЛИ-0,4 кВ..... | 47 |
| 13 Проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном КЗ | 50 |
| 14 Выбор и проверка трансформатора тока | 54 |
| 15 Определение уставок релейной защиты | 58 |
| Заключение | 61 |
| Список используемых источников и литературы..... | 62 |

Введение

Электрическая энергия является необходимостью для существования человека в благоприятных условиях. В городах больше становится машин и заводов, из-за которых ухудшается экологическая ситуация. Люди чаще стараются переехать за город. В связи с увеличением потребителей электрической энергии, действующие сети не выдерживают. Требуются реконструкции и улучшения электрических сетей для новых потребителей в соответствии с требованиями надежности, не забывая об энергосбережении.

Тема, выбранная в ВКР, является актуальной, поскольку потери электроэнергии при передаче и преобразовании в сетях 0,4-10 кВ довольно значимы. Применение энергосберегающего оборудования и проводников с меньшим внутренним сопротивлением позволит сократить потери электроэнергии, что в итоге приведет к финансовым доходам, которые впоследствии можно направить на реконструкции других энергонезэффективных и устаревших сетей.

В ходе реконструкции будет установлена одна КТП с энергосберегающим трансформатором мощностью 630 кВА. КТП выполняют роль преобразования и передачи энергии от воздушных линий высокого напряжения к линиям низкого напряжения для комфортного проживания жителей. Помимо передачи и преобразования напряжения, КТП также ведет учет электроэнергии и имеет защиты от аварийных и ненормальных режимах работы.

Объектом исследования являются сети 0,4-10 кВ села Мусорка Самарской области.

Предметом исследования являются мероприятия по уменьшению потерь электроэнергии при реконструкции ВЛ 0,4-10 кВ села Мусорка.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция ВЛ-10/0,4 кВ с целью обеспечения новых потребителей электрической энер-

гией и повышением её энергоэффективности с помощью уменьшения потерь электроэнергии.

Задачи:

- расчет электрических нагрузок,
- выбор количества и мощности КТП,
- сравнение и выбор энергосберегающего трансформатора,
- сравнение и выбор энергоэффективных проводников,
- оценка экономического эффекта от снижения потерь электроэнергии,
- расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования,
- расчет потери напряжения,
- выбор средств релейной защиты и определение их уставок.

1 Расчет электрических нагрузок

Для правильности выбора трансформатора, первым делом необходимо рассчитать ожидаемые нагрузки потребителей в селе Мусорка.

На плане имеется 198 участков под постройку коттеджей с максимальным технологическим подключением энергопринимающих устройств с мощностью до 15 кВт включительно.

Расчёт электрических нагрузок будет проводиться по формуле 1, согласно РД 34.20.185-94 [5].

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n; \quad (1)$$

$$P_{\text{сум}} = 2,6 \cdot 198 = 517 \text{ кВт.}$$

Для расчёта полной мощности, которая необходима для выбора трансформаторной подстанции [12], нужно знать значение коэффициента активной мощности. Коэффициент активной мощности для жилых домов согласно СП [13] примем $\cos \varphi = 0,95$.

Расчёт полной мощности всех потребителей найдем по формуле 2:

$$S = \frac{P_{\text{сум}}}{\cos \varphi}; \quad (2)$$

$$S = \frac{517 \text{ кВт}}{0,95} = 544 \text{ кВА.}$$

Вывод:

Провели расчет электрических нагрузок села Мусорка и определили полную мощность всех потребителей.

2 Выбор трансформатора

Все потребители относятся к третьей категории электроснабжения, поэтому используется один источник питания. Для третьей категории коэффициент загрузки подстанции [19] составляет 0,9...0,95 [2]. Берём 0,95.

Расчёт компенсации реактивной мощности для потребителей жилых домов обычно не требуется.

Основываясь на информацию, рассчитываем мощность КТП [3] без учета компенсации реактивной мощности [18] по формуле 3:

$$S_T \geq \frac{S}{K_3 \cdot N_T}; \quad (3)$$
$$S_T \geq \frac{544}{0,95 \cdot 1} = 572 \text{ кВА.}$$

Исходя из полученных результатов расчёта, выбираем трансформатор для потребителей мощностью 630 кВА.

Большая часть потерь электроэнергии в энергосистеме происходит в трансформаторах. Поэтому для уменьшения этих потерь были придуманы и изобретены трансформаторы модели ТМГ-33 [14].

Данная серия трансформаторов имеет пониженный уровень потерь холостого хода и короткого замыкания в соответствии с постановлением правительства РФ №600 [7] и требованием ПАО «Россети» СТО 34.01-3.2.-011-2017 [15], благодаря чему снижаются затраты в процессе эксплуатации.

Несомненными плюсами ТМГ--33 является то, что они не требуют:

- расходов на предпусковые работы и на обслуживание в эксплуатации,
- профилактических, текущих и капитальных ревизии и ремонтов,
- регенерации, взятие проб и лабораторных исследований трансформаторного масла в течение всего срока эксплуатации.

Низкие потери холостого хода и короткого замыкания делают трансформаторы ТМГ-33 энергосберегающими и быстро окупаемыми.

2.1 Расчет потерь мощности трансформатора

Для сравнения возьмём два трансформатора от Ростовской Электротехнической компании ТМГ-11и ТМГ-33 с классом энергоэффективности Х2К2. Их технические характеристики занесем в таблицу 1.

Таблица 1 - Технические характеристики ТМГ-630/10/0,4

| Обозначение | Трансформатор ТМГ-11-630/10/0,4 | Трансформатор ТМГ-33-630/10/0,4 |
|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Номинальная мощность, кВА | 630 | 630 |
| Напряжение, кВ | 10/0,4 | 10/0,4 |
| Потери холостого хода, Вт | 1050 | 680 |
| Потери короткого замыкания, Вт | 7900 | 6135 |
| Напряжение короткого замыкания, % | 5,5 | 5,5 |
| Ток холостого хода, % | 1,8 | 0,7 |

Рассчитаем потери мощности трансформатора ТМГ-11.

Произведем расчет потерь реактивной мощности холостого хода по формуле 4:

$$Q_x = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{\text{НОМ}}; \quad (4)$$

$$Q_x = \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 11,34 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности при к.з по формуле 5:

$$\Delta Q_{к.з} = S_H \cdot \frac{U_{к.з} \%}{100}; \quad (5)$$
$$\Delta Q_{к.з} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ квар.}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки по формуле 6:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{НОМ}}; \quad (6)$$
$$K_3 = \frac{572}{630} = 0,9.$$

Расчёт общих потерь активной и реактивной мощности найдем по формулам 7 и 8:

$$P_T = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_K; \quad (7)$$
$$P_T = 1,05 + 0,9^2 \cdot 7,9 = 7,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_T = \Delta Q_x + K_3^2 \cdot \Delta Q_K; \quad (8)$$
$$Q_T = 11,34 + 0,9^2 \cdot 34,65 = 39,4 \text{ квар.}$$

Полные потери мощности определим по формуле 9:

$$\Delta S_T = \sqrt{P_T^2 + \Delta Q_T^2}; \quad (9)$$
$$\Delta S_T = \sqrt{7,5^2 + 39,4^2} = 40 \text{ кВА.}$$

Таким же образом рассчитаем потери мощности в трансформаторе ТМГ-33:

$$Q_x = \frac{0,7}{100} \cdot 630 = 4,41 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{к.з} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ квар}.$$

Расчёт общих потерь активной и реактивной мощностей:

$$P_T = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k = 0,68 + 0,9^2 \cdot 6,1 = 5,6 \text{ кВт}.$$

$$Q_T = \Delta Q_x + K_3^2 \cdot \Delta Q_k = 4,41 + 0,9^2 \cdot 34,65 = 32,5 \text{ квар}.$$

Полные потери мощности:

$$\Delta S_T = \sqrt{5,6^2 + 32,5^2} = 33 \text{ кВА}.$$

Все полученные данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Сравнение потерь мощности

| Трансформатор | Активная мощность, кВт | Реактивная мощность, квар | Полная мощность, кВА |
|---------------|------------------------|---------------------------|----------------------|
| ТМГ 11 | 7,5 | 39,4 | 40 |
| ТМГ 33 | 5,6 | 32,5 | 33 |

Как можно видеть из таблицы 2, потери в трансформаторе ТМГ 33 меньше, чем в трансформаторе ТМГ-11, что делает ТМГ-33 более перспективным к выбору.

В следующем пункте будет выполнен расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.

2.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторе

Произведем расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТМГ11.

Найдем потери активной электроэнергии по формуле 10:

$$\Delta W_{a1} = 8760 \cdot n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot K_3^2 \cdot \tau; \quad (10)$$

Тогда потери активной электроэнергии:

$$\Delta W_{a1} = 8760 \cdot 1 \cdot 1,05 + 1 \cdot 7,9 \cdot 0,9^2 \cdot 3800 = 33513 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Потери реактивной электроэнергии по формуле 11:

$$\Delta W_{p1} = \frac{S_H \cdot n}{100} \cdot (i_{xx} \cdot 8760 + U_k \cdot K_3^2 \cdot \tau); \quad (11)$$

$$\Delta W_{p1} = \frac{630 \cdot 1}{100} \cdot (1,8 \cdot 8760 + 5,5 \cdot 0,9^2 \cdot 3800) = 206451 \text{ квар} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТМГ33.

Потери активной электроэнергии:

$$\Delta W_{a1} = 8760 \cdot 1 \cdot 0,68 + 1 \cdot 6,1 \cdot 0,9^2 \cdot 3800 = 24725 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Потери реактивной электроэнергии:

$$\Delta W_{p1} = \frac{630 \cdot 1}{100} \cdot (0,7 \cdot 8760 + 5,5 \cdot 0,9^2 \cdot 3800) = 145300 \text{ квар} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Полученные результаты занесем в таблицу 3.

Таблица 3 - Сравнение потерь электроэнергии в трансформаторах

| Трансформатор | Активная электроэнергия, кВт·ч/год | Реактивная электроэнергия, квар·ч/год |
|---------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| ТМГ-11 | 33513 | 206451 |
| ТМГ-33 | 24725 | 145300 |

Как можно видеть, из полученных результатов, трансформатор ТМГ-33 показывает наилучшие показатели по энергоэффективности и экономит 8798 кВт·ч/год и 61151 квар·ч/год по сравнению с ТМГ 11.

Вывод:

В разделе 2 рассчитали мощность необходимую для выбора трансформатора. Выбрали и сравнили два трансформатора по потерям мощности и электроэнергии. Очевидно, что новейший трансформатор ТМГ-33 с его классом энергоэффективности Х2К2 является наиболее перспективным к выбору.

3 Выбор марки проводов для воздушной линии 10/0,4 кВ

Выбор марки проводов и их сечения очень важная задача, поскольку стоит цель достичь максимальной надежности, долговечности, безопасности и энергоэффективности при помощи минимизирования потерь при передаче электроэнергии [17].

Поэтому важно применять новые кабели, такие как СИП. Данный вид кабеля имеет следующие преимущества:

- меньшие потери электроэнергии благодаря меньшему сопротивлению,
- большая безопасность людей и животных,
- нет возможности несанкционированного подключения.

Использование проводов марки СИП, это один из способов сокращения потерь при передаче энергии. Однако до сих пор встречаются и другие устаревшие модели проводов, такие как АС. Поэтому необходимо провести обоснованность применения новых проводников.

Определение сечения провода будет проходить по формуле 12:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}; \quad (12)$$

где I – длительно допустимый ток, определяемый по формуле 13:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (13)$$
$$I = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,65 \text{ А.}$$

где $J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока = 1,4 А по ПУЭ.

Рассчитаем сечение провода по экономической плотности тока по формуле 12:

$$S_{\text{эк}} = \frac{34,65}{1,4} = 25 \text{ мм}^2.$$

Проектом предусматривается провод СИП-3 1x70, который соответственно подходит по требованиям. Провод СИП-3 сечением 70 мм² допускает ток в 310 А, что также больше, нежели рабочий ток в сети.

Для остальных линий результат приведен в таблице 4:

Таблица 4 - Выбор проводников

| Участок | Провод | Сечение, мм ² |
|---------------|--------|--------------------------|
| Ввод ВЛ 10 кВ | СИП-3 | 1x70 |
| Ф-1 | СИП-2 | 3x95+1x95 |
| Ф-2 | СИП-2 | 3x95+1x95 |
| Ф-3 | СИП-2 | 3x95+1x95 |
| Ф-4 | СИП-2 | 3x95+1x95 |
| Отпайка Ф-1 | СИП-2 | 3x95+1x95 |
| Отпайка Ф-2 | СИП-4 | 4x35 |
| Отпайка Ф-3 | СИП-4 | 4x35 |

3.1 Потери электроэнергии в воздушных линиях 10/0,4 кВ

Обоснованность использования новых проводов будем проводить на примере потерь электроэнергии при ее передаче.

Для сравнения возьмем два провода на ВЛ-10 кВ: АС-70/11 и СИП-3 1x70.

Найдем активное сопротивление линии АС-70 по формуле 14:

$$R = r_0 \cdot l; \quad (14)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление кабеля,

$$R = 0,43 \cdot 0,67 = 0,288 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление определим по формуле 15:

$$X = x_0 \cdot l; \quad (15)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление.

$$X = 0,42 \cdot 0,67 = 0,28 \text{ Ом.}$$

Таким же образом рассчитаем сопротивления линии проводом СИП 3
Активное сопротивление по формуле 14:

$$R = 0,369 \cdot 0,67 = 0,247 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление по формуле 15:

$$X = 0,278 \cdot 0,67 = 0,186 \text{ Ом.}$$

Определим потери активной электроэнергии провода АС по формуле 16:

$$\Delta W_a = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot T_{max}; \quad (16)$$

$$\Delta W_a = 3 \cdot 34,65^2 \cdot 0,288 \cdot 3800 = 3942 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Определим потери реактивной электроэнергии по формуле 17:

$$\Delta W_p = 3 \cdot I_p^2 \cdot X \cdot T_{max}; \quad (17)$$

$$\Delta W_p = 3 \cdot 34,65^2 \cdot 0,28 \cdot 3800 = 3832 \text{ квар} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

По такому же методу рассчитаем потери электрической энергии в проводе СИП 3 1x70.

Потери активной электрической энергии:

$$\Delta W_a = 3 \cdot 34,65^2 \cdot 0,247 \cdot 3800 = 3380 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Потери реактивной электрической энергии:

$$\Delta W_p = 3 \cdot 34,65^2 \cdot 0,186 \cdot 3800 = 2545 \text{ квар} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Полученные данные занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет потерь электроэнергии в линии 10 кВ

| Провод | Активная электроэнергия, кВт·ч/год | Реактивная электроэнергия, квар·ч/год |
|------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| АС-70/11 | 3942 | 3832 |
| СИП-3 1x70 | 3380 | 2545 |

По полученным результатам видно, что провод СИП-3 1x70 наиболее выгодный, поскольку потери активной и реактивной электроэнергии ниже на 562 кВт·ч/год (15%) и 1287 квар·ч/год (31%) соответственно.

Аналогичным образом рассчитываем потери на стороне 0,4 кВ и заносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет потерь электроэнергии в линии 0,4 кВ

| Участок | Провод | Активная электроэнергия, кВт·ч/год | Реактивная электроэнергия, квар·ч/год |
|---------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| Ф-1 | СИП-2 3x95 | 22639 | 5327 |
| | АС-95/16 | 23304 | 28298 |

Продолжение таблицы 6

| | | | |
|-----|------------|-------|-------|
| Ф-2 | СИП-2 3x95 | 37454 | 8822 |
| | АС-95/16 | 38786 | 46610 |
| Ф-3 | СИП-2 3x95 | 32460 | 7590 |
| | АС-95/16 | 33459 | 40620 |
| Ф-4 | СИП-2 3x95 | 21307 | 5000 |
| | АС-95/16 | 21973 | 26634 |

По результатам видно, что использование проводов СИП-2 незначительно снижает потери активной электроэнергии и значительно потери реактивной электроэнергии.

Вывод:

В третьем разделе произвели расчет рабочего тока, по которому были выбраны проводники. Провели сравнение потерь электроэнергии нескольких проводов и выбрали с наименьшими потерями. Проводники СИП-2 экономят 3662 кВт·ч/год (3,4%) и 115423 квар·ч/год (81%)

4 Оценка экономического эффекта от снижения потерь электроэнергии

В пунктах 2 и 3 были рассмотрены и сравнены разные трансформаторы и проводники для реконструкции ВЛ-10 кВ для села Мусорка. Ожидается, что новые технологии в проектировании и строительстве трансформаторов ТМГ-33 и проводников СИП-3 и СИП-2 [9] будут наиболее энергоэффективными в использовании.

Поэтому в данном пункте необходимо сопоставить стоимость и сравнить ее, а также вычислить срок окупаемости.

В таблицу 7 занесем количество и стоимость сравниваемого оборудования.

Таблица 7 – Сравнение сметной стоимости

| Наименование оборудования | Количество, шт (км) | Стоимость ед., тыс. руб. | Σ стоимость, тыс. руб |
|---------------------------|---------------------|--------------------------|------------------------------|
| ТМГ-11-630/10/0,4 | 1 | 377 | 377 |
| ТМГ-33-630/10/0,4 | 1 | 460 | 460 |
| АС-70/11 | 0,67 | 0,07 | 46,9 |
| СИП-3 1x70 | 0,67 | 0,088 | 59 |
| АС-95/16 | 2,435 | 0,285 | 694 |
| СИП-2 3x95 | 2,435 | 0,44 | 1071 |

В дальнейшем под первой конфигурацией будет пониматься ТМГ-11 и провода АС, под второй ТМГ-33 и провода СИП.

Таким образом, при использовании 1 конфигурации итоговая стоимость составит 1118 тыс.руб, а второй конфигурации стоимость составит 1590 тыс.руб.

Рассчитаем общее количество ожидаемых потерь двух конфигураций и занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Сравнение потерь двух конфигураций

| Конфигурация | 1 | | 2 | |
|-------------------|------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| | Активная электроэнергия, кВт·ч/год | Реактивная электроэнергия, квар·ч/год | Активная электроэнергия, кВт·ч/год | Реактивная электроэнергия, квар·ч/год |
| В трансформаторах | 33513 | 206451 | 24725 | 145300 |
| В линиях 10 кВ | 3942 | 3832 | 3380 | 2545 |
| В линиях 0,4 кВ | 117522 | 142152 | 113860 | 26739 |
| Итого | 154977 | 352435 | 141965 | 174854 |

В итоге потери активной электроэнергии во второй конфигурации меньше на 13012 кВт·ч/год, а реактивной на 177581 квар·ч/год.

Стоимость электроэнергии в селе Мусорка составляет 4,32 руб/кВт·ч. Поскольку реактивная энергия пагубно влияет на потери активной энергии, то реактивная электроэнергия оценивается в 15% от стоимости активной электроэнергии.

Чистую прибыль от уменьшения потерь активной электроэнергии определим по формуле 18:

$$Ч_a = 13012 \cdot 4,32 = 56,211 \text{ тыс. руб/год.} \quad (18)$$

Прибыль от снижения реактивной электроэнергии определим по формуле 19:

$$Ч_p = 177581 \cdot 4,32 \cdot 0,15 = 115,072 \text{ тыс. руб./год.} \quad (19)$$

Суммарная прибыль определим по формуле 20:

$$\sum Ч = 56,211 + 115,072 = 171,283 \text{ тыс. руб./год.} \quad (20)$$

Таким образом вторая конфигурация экономит 171 т.руб./год при разнице капиталовложения в 472 тыс.руб.

По формуле 21 рассчитаем срок окупаемости второй конфигурации:

$$T_{ок} = \frac{K}{Ч}; \quad (21)$$

где K – общая сумма капиталовложения.

$$T_{ок} = \frac{472}{172} = 2,74 \text{ года.}$$

Вывод:

Вторая конфигурация с использованием энергосберегающего трансформатора и проводов СИП является наиболее благоприятной для реконструкции, поскольку разница капиталовложения между рассмотренными вариантами является не такой и большой, а экономия денежных средств от уменьшения потерь довольно значимая.

5 Электрическая схема и основные конструктивные решения

Проектом предусматривается:

- строительство ВЛЗ-10 кВ на стойках СВ-110-5 проводом СИП-3 1х70;
- подключение проектируемой ВЛЗ-10 кВ к фидеру Ф-17 ПС 110/10 кВ “Мусорка” на проектируемой опоре МУС1700/76 [6];
- установка на опорах №1 и №15 разъединителя РЛНД-10 марки СЭЩ-1-6-II-400-УХЛ1 с приводом СЭЩ-01-1УХЛ1 [4];
- включение заземляющих ножей на РЛНД-10 на опоре №1 в сторону проектируемой отпайки ВЛЗ-10 кВ, на опоре №15 в стороны КТП 10/0,4 кВ;
- установка КТП-630/10/0,4 с энергосберегающим трансформатором серии ТМГ33;
- строительство ВЛИ-0,4 кВ Ф-1 (по ул. Кутузова - ул. Гагарина) от РУ-0,4 кВ проектируемой КТП 630 кВА проводом СИП-2 3х95 + 1х95 на базе стоек СВ-95-3;
- строительство отпайки Ф-1 (по ул. Циолковского) от проектируемой опоры №100/7 проводом СИП-2 3х95+1х95 на базе стоек СВ-95-3;
- строительство ВЛИ-0,4 кВ Ф-2 (по ул. Центральная - ул. Славянская) от РУ-0,4кВ проектируемой КТП 630 кВА проводом СИП-2 3х95+1х95 на базе стоек СВ-95-3;
- строительство отпак Ф-2 (по ул. Славянская) от проектируемых опор №200/14, №200/16, №200/22 проводом СИП-4 4х35 на базе стоек СВ-95-3;
- строительство ВЛИ-0,4 кВ Ф-3 (по ул. Центральная - ул. Покровская) от РУ-0,4кВ проектируемой КТП 630 кВА проводом СИП-2 3х95+1х95 на базе стоек СВ-95-3;
- строительство отпак Ф-3 (по ул. Покровская) от проектируемых опор №300/15, №300/20, №300/22 проводом СИП-4 4х35 на базе стоек СВ-95-3;

– строительство ВЛИ-0,4 кВ Ф-4 (по ул. Кутузова) от РУ-0,4кВ проектируемой КТП 630 кВА проводом СИП-2 3х95+1х95 на базе стоек СВ-95-3.

Защита опор ВЛЗ -10 кВ и ВЛИ-0,4 кВ от грозových перенапряжений, заземление опор, конструкции заземляющих устройств, предусмотрены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Общая протяженность проектируемой линии ВЛЗ - 10 кВ составляет – 0,670 км, ВЛИ – 0,4 кВ – 2,435 км

Для проектирования ВЛЗ-10кВ используем СИП-3 с сечением 1х70 по требованию организации.

Вывод:

В данном разделе определили конструктивные решения при реконструкции ВЛ. Обозначили виды защит опор ВЛЗ и ВЛИ.

Таблица 9 - Исходные данные для расчета токов КЗ

| Тип | Паспортные данные | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|
| | $I_{кз\max}$, кА | $Z_{c\max}$ | $I_{кз\min}$, кА | $Z_{c\min}$ |
| ПС 110/10 кВ “Мусорка” на шинах 10кВ | 3452 | 0,038 + j1,756 | 2699 | 0,119 + j2,243 |
| | S_H , кВА | U_H , кВ | U_K , % | $\Delta P_{кз}$, кВт |
| Трансформатор ТМГ-33- 630/10/0,4 | 630 | 10,5 | 5,5 | 6,1 |
| | R_0 , Ом/км | X_0 , Ом/км | L_1 , км | |
| КЛ 10 кВ АСБ 3x50 | 0,641 | 0,09 | 0,035 | |
| | R_0 , Ом/км | X_0 , Ом/км | L_2 , км | |
| ВЛ 10 кВ АС-50 | 0,63 | 0,4 | 6,135 | |
| | R_0 , Ом/км | X_0 , Ом/км | L_3 , км | |
| ВЛЗ 10 кВ СИП-3 1x70 | 0,37 | 0,28 | 0,67 | |

Расчёт максимальных токов коротких замыканий необходим для дальнейших проверок проводов и электрических аппаратов, которые будут установлены и использованы. Минимальные токи КЗ требуются для определения чувствительности защиты. Рассчитаем все параметры схем замещения для последующего расчета токов КЗ.

Определим активное и реактивное сопротивление трансформатора. Активное сопротивление определяем по формуле 22:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_H^2}; \quad (22)$$

$$r_{тр} = \frac{(6,1 \cdot 10^3) \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 1,86 \text{ Ом}$$

Для нахождения реактивного сопротивления определим полное сопротивление по формуле 23:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u_k \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}}; \quad (23)$$
$$z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 9,625 \text{ Ом}$$

Определим по формуле 24 реактивное сопротивление:

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}; \quad (24)$$
$$x_{\text{тр}} = \sqrt{9,625^2 - 1,86^2} = 9,44 \text{ Ом}$$

Произведем расчет сопротивлений кабельных линий по формулам 25 и 26:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot L; \quad (25)$$
$$r_{\text{л1}} = 0,641 \cdot 0,035 = 0,022 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot L; \quad (26)$$
$$x_{\text{л1}} = 0,09 \cdot 0,035 = 0,003 \text{ Ом}$$

Таким же образом произведем расчет сопротивлений оставшихся линий и нанесем их на рисунок 3.

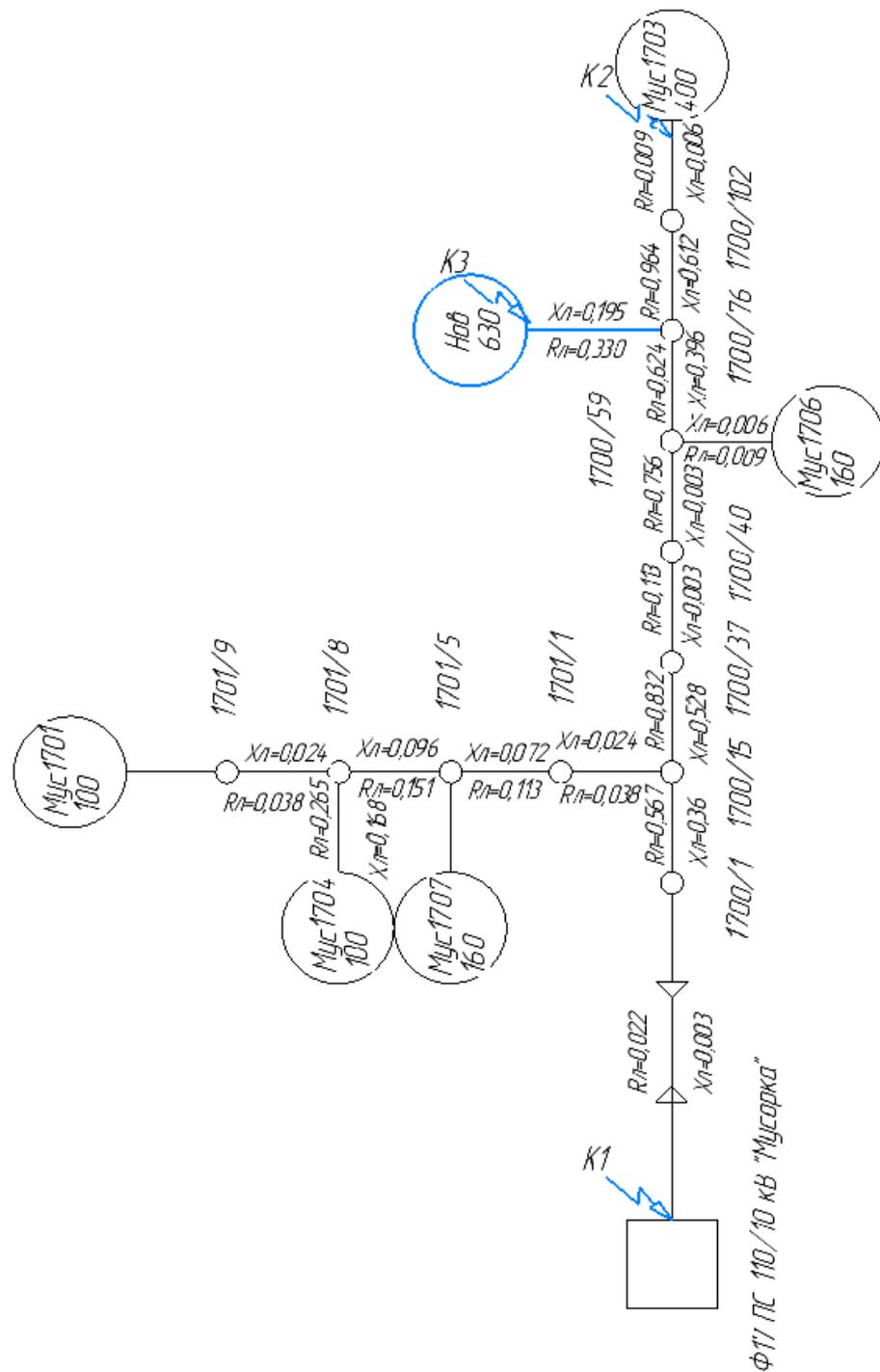


Рисунок 2 - Схема замещения ПС 110/10 «Мусорка» Ф-17

Определение токов коротких замыканий будем производить следующим образом.

Исходные данные для расчёта точки К1:

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$R_{c \max} = 0,038 \text{ Ом}$$

$$R_{c \min} = 0,119 \text{ Ом}$$

$$X_{c \max} = 1,756 \text{ Ом}$$

$$X_{c \min} = 2,234 \text{ Ом}$$

$$I_{K3 \max}^3 = 3,452 \text{ кА}$$

$$I_{K3 \min}^3 = 2,699 \text{ кА}$$

Найдем максимальный и минимальный ударный ток в точке К1 по формулам 27 и 29:

$$I_{уд. \max} = K_{уд} \cdot I_{K3 \max}^3; \quad (27)$$

$$I_{уд. \max} = 1,938 \cdot 3,452 = 6,691 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определим по формуле 28:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{\bar{R}}} = 1,938; \quad (28)$$

$$I_{уд. \min} = K_{уд} \cdot I_{K3 \min}^3; \quad (29)$$

$$I_{уд. \min} = 1,856 \cdot 2,699 = 5,009 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент минимального режима:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{\bar{R}}} = 1,856.$$

Исходные данные для расчета точки К2:

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$R_{c \max} = 0,038 \text{ Ом}$$

$$R_{c \min} = 0,119 \text{ Ом}$$

$$X_{c \max} = 1,756 \text{ Ом}$$

$$X_{c \min} = 2,234 \text{ Ом}$$

$$I_{K3 \max}^3 = 3,452 \text{ кА}$$

$$I_{K3 \min}^3 = 2,699 \text{ кА}$$

$$R = \sum R_{л} = 3,887 \text{ Ом (согласно схеме замещения на рисунке 2)}$$

$$X = \sum X_{л} = 2,457 \text{ Ом (согласно схеме замещения на рисунке 2)}$$

Суммарное активное и реактивное сопротивление максимального и минимального режима работы определяется по формулам 30- 33:

$$R_{\max} = R_{c \max} + R; \quad (30)$$

$$R_{\max} = 0,038 + 3,887 = 3,925 \text{ Ом.}$$

$$R_{\min} = R_{c \min} + R; \quad (31)$$

$$R_{\min} = 0,119 + 3,887 = 4,006 \text{ Ом.}$$

$$X_{\max} = X_{c \max} + X; \quad (32)$$

$$X_{\max} = 1,756 + 2,457 = 4,213 \text{ Ом.}$$

$$X_{\min} = X_{c \min} + X; \quad (33)$$

$$X_{\min} = 2,243 + 2,457 = 4,7 \text{ Ом.}$$

Следующим этапом определяем полное сопротивление максимального и минимального режима работы в точке К2 по формулам 34 и 35:

$$Z_{\max} = \sqrt{R_{\max}^2 + X_{\max}^2}; \quad (34)$$

$$Z_{\max} = \sqrt{3,925^2 + 4,213^2} = 5,758 \text{ Ом}$$

$$Z_{\min} = \sqrt{R_{\min}^2 + X_{\min}^2}; \quad (35)$$

$$Z_{\min} = \sqrt{4,006^2 + 4,7^2} = 6,176 \text{ Ом.}$$

Теперь рассчитаем максимальные и минимальные токи короткого замыкания в точке К2 по формулам 36 и 37:

$$I_{k \max} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\max}}; \quad (36)$$

$$I_{kmax} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,758} = 1,053 \text{ кА.}$$

$$I_{kmin} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{min}}; \tag{37}$$

$$I_{kmin} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,176} = 0,982 \text{ кА.}$$

Аналогичный ударный ток найдем по формулам 27 и 29, а ударный коэффициент по формуле 28:

$$I_{уд. max} = K_{уд} \cdot I_{КЗ max} = 1,137 \text{ кА.}$$

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{R}} = 1,08.$$

$$I_{уд. min} = K_{уд} \cdot I_{КЗ min} = 1,076 \text{ кА.}$$

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{R}} = 1,096.$$

Расчёт для точки КЗ:

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$R_{c max} = 0,038 \text{ Ом}$$

$$R_{c min} = 0,119 \text{ Ом}$$

$$X_{c max} = 1,756 \text{ Ом}$$

$$X_{c min} = 2,234 \text{ Ом}$$

$$I_{КЗ max}^3 = 3,452 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ min}^3 = 2,699 \text{ кА}$$

$$R = \sum R_L = 3,244 \text{ Ом (согласно схеме замещения на рисунке 2)}$$

$$X = \sum X_L = 2,034 \text{ Ом (согласно схеме замещения на рисунке 2)}$$

Суммарное активное и реактивное сопротивление максимального и минимального режима работы определяется по формулам 30-33:

$$R_{\max} = R_{c \max} + R = 0,038 + 3,244 = 3,282 \text{ Ом.}$$

$$R_{\min} = R_{c \min} + R = 0,119 + 3,244 = 3,363 \text{ Ом.}$$

$$X_{\max} = X_{c \max} + R = 1,756 + 2,034 = 3,790 \text{ Ом.}$$

$$X_{\min} = X_{c \min} + R = 2,243 + 2,034 = 4,277 \text{ Ом.}$$

Следующим этапом определяем полное сопротивление максимального и минимального режима работы в точке КЗ по формулам 34 и 35:

$$Z_{\max} = \sqrt{R_{\max}^2 + X_{\max}^2} = 5,014 \text{ Ом}$$

$$Z_{\min} = \sqrt{R_{\min}^2 + X_{\min}^2} = 5,441 \text{ Ом}$$

Теперь рассчитаем максимальные и минимальные токи короткого замыкания в точке КЗ по формулам 36 и 37:

$$I_{k\max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,014} = 1,209 \text{ кА}$$

$$I_{k\min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,441} = 1,114 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток по формулам 27 и 29:

$$I_{\text{уд.}\max} = K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}\max} = 1,322 \text{ кА.}$$

$$K_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{\bar{X}}} = 1,093.$$

$$I_{\text{уд.}\min} = K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}\min} = 1,229 \text{ кА.}$$

$$K_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{\bar{X}}} = 1,113.$$

Сводные данные расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Токи КЗ на шинах 10 кВ рассчитываемых присоединений и наиболее удаленных потребителей

| Параметры расчета | Обозначение и расчетная формула | Ед. изм. | Питание от Ф-17 | | |
|--|--|----------|-----------------|--------------|--------------|
| | | | К1 | К2 | К3 |
| Номинальное напряжение | U_H | кВ | 10,5 | | |
| Сопротивление системы | $R_{c \max}$ | Ом | 0,038 | | |
| | $R_{c \min}$ | Ом | 0,119 | | |
| | $X_{c \max}$ | Ом | 1,756 | | |
| | $X_{c \min}$ | Ом | 2,243 | | |
| Ток КЗ системы | $I_{K3 \max}^3$ | кА | 3,452 | | |
| | $I_{K3 \min}^3$ | кА | 2,699 | | |
| Активное сопротивление линии | $R = \sum R_L$ | Ом | | 3,887 | 3,244 |
| Индуктивное сопротивление линии | $X = \sum X_L$ | Ом | | 2,457 | 2,034 |
| Результирующие сопротивление до места кз | $R_{\max} = R_{c \max} + R$ | Ом | | 3,925 | 3,282 |
| | $R_{\min} = R_{c \min} + R$ | Ом | | 4,006 | 3,363 |
| | $X_{\max} = X_{c \max} + R$ | Ом | | 4,213 | 3,790 |
| | $X_{\min} = X_{c \min} + R$ | Ом | | 4,7 | 4,277 |
| | $Z_{\max} = \sqrt{R_{\max}^2 + X_{\max}^2}$ | Ом | | 5,758 | 5,014 |
| | $Z_{\min} = \sqrt{R_{\min}^2 + X_{\min}^2}$ | Ом | | 6,176 | 5,441 |
| Периодическая составляющая тока КЗ | $I_{k \max} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\max}}$ | кА | | 1,053 | 1,209 |
| | $I_{k \min} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\min}}$ | кА | | 0,982 | 1,114 |
| Амплитуда ударного тока | $I_{уд. \max} = K_{уд} \cdot I_{K3 \max}$ | кА | 6,691 | 1,137 | 1,322 |
| | $I_{уд. \min} = K_{уд} \cdot I_{K3 \min}$ | кА | 5,009 | 1,076 | 1,229 |

Максимальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах НН ближайшего большего силового трансформатора, приведенное к стороне ВН:

$$S_{\text{НОМ}} = 630 \text{ кВА};$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_k = 5,5\%;$$

$$Z_{max} = 5,014 \text{ Ом (расчетная точка КЗ);}$$

$$Z_{min} = 5,441 \text{ Ом (расчетная точка КЗ).}$$

Рассчитаем максимальный и минимальный трехфазный ток КЗ за трансформатором по формулам 38 и 39:

$$I_{КЗтрmax}^3 = 100 \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{тр} + Z_{max})}; \quad (38)$$

$$I_{КЗтрmax}^3 = 100 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (9,625 + 5,014)} = 414,11 \text{ А.}$$

$$I_{КЗтрmin}^3 = 100 \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{тр} + Z_{min})}; \quad (39)$$

$$I_{КЗтрmin}^3 = 100 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (9,625 + 5,441)} = 402,375 \text{ А.}$$

Двухфазный ток кз трансформатора определим по формуле 40:

$$I_{КЗтрmin}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗтрmin}^3; \quad (40)$$

$$I_{КЗтрmin}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 402,375 = 348,457 \text{ А.}$$

Вывод:

В разделе 6 построили схему замещения сети, рассчитали сопротивление линий и посчитали токи КЗ для дальнейшего выбора аппаратов и расчета релейной защиты.

7 Выбор и проверка разъединителя

Разъединитель используется для разрыва цепи, чтобы гарантировать, что электрическая цепь полностью обесточена для технического обслуживания или ремонта. Также разъединители заземляются для обеспечения безопасности оборудования и персонала, работающего с ним.

По плану проектирования разъединители будут установлены на опорах под номерами 1 и 15 марки РЛНД-10 СЭЩ-1-10-П-400-УХЛ1 [10] с приводом СЭЩ-01-1УХЛ1. Технические характеристики разъединителя занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Технические данные разъединителя

| Наименование параметра | РЛНД-10/400 |
|---|-------------|
| Номинальное рабочее напряжение, $U_{\text{ном}}$ | 10кВ |
| Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$ | 400А |
| Ток электродинамической стойкости, $I_{\text{д}}$ | 25 |
| Ток термической стойкости, $I_{\text{т}}$ | 10 |
| Время короткого замыкания, $t_{\text{т}}$ | 4 |

Выполним проверку разъединителя по следующим условиям:

- По номинальному напряжению по формуле 41:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (41)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по напряжению выполняется.

- По номинальному току по формуле 42:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (42)$$

Рабочий ток определяется по формуле 43:

$$I_p = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (43)$$
$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,65 \text{ A.}$$
$$34,65 \text{ A} \leq 400 \text{ A.}$$

Условие выбора по току выполняется.

– По электродинамической стойкости по формуле 44:

$$i_{уд} \leq I_d; \quad (44)$$
$$6,691 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

Условие выбора по электродинамической стойкости выполняется.

– По термической стойкости по формуле 45:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (45)$$

где B_k – импульс квадратичного тока короткого замыкания, рассчитанный по формуле 46:

$$B_k = (I_{K1max}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (46)$$
$$B_k = 3,452^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 19,066 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$
$$19,066 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие по термической стойкости выполняется.

Вывод:

Разъединитель РЛНД-10/400 успешно прошел все условия выбора и проверок и может спокойно использоваться в данных условиях.

8 Проверка автоматического выключателя ВА

Использование автоматических выключателей на КТП необходимо для автоматического выключения цепей при коротких замыканиях или ненормальных режимах работы, таких как перегрузка или падение напряжения. Автоматический выключатели оборудованы двумя механизмами, способными выключить сеть. Электромагнитный расцепитель, который срабатывает при коротком замыкании и тепловой расцепитель, предназначенный от перегрузок.

По плану проектирования выбран автоматический выключатель ВА-55-43 [1]. Технические характеристики представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Технические характеристики автоматического выключателя

| Наименование параметра | ВА-55-43 |
|--|----------|
| Номинальное напряжение | 400 В |
| Номинальный ток | 1600 А |
| Номинальная рабочая наибольшая отключающая способность | 80 кА |

Автоматический выключатель проверяется и выбирается по следующим условиям:

- Номинальное напряжение автомата по формуле 47:

$$U_{н.а} \geq U_{сети}; \quad (47)$$

где $U_{н.а}$ – Номинальное напряжение автомата, В

$$400 \geq 380.$$

- Номинальный ток теплового расцепителя по формуле 48:

$$I_{н.а.} \geq K_n \cdot I_{н.р}; \quad (48)$$

где $I_{н.а.}$ – номинальный ток расцепителя

K_n – коэффициент надежности (1,1...1,3)

$$1600 \text{ A} \geq 1125 \text{ A.}$$

– Предельно допустимый ток отключения автомата по формуле 49:

$$I_{а.пр} \geq I_{к.мах}^{(3)}; \quad (49)$$

Трехфазный кз в сети 0,4 кВ за трансформатором по формуле 50:

$$I_{к.мах}^{(3)} = I_{к.мах \text{ о/е}}^{(3)} \cdot I_{ном}; \quad (50)$$

$$I_{к.мах \text{ о/е}}^{(3)} = \frac{1,05}{U_{к \text{ о/е}}}; \quad (51)$$

$$I_{к.мах \text{ о/е}}^{(3)} = \frac{1,05}{0,055} = 19,1.$$

$$I_{к.мах}^{(3)} = 19,1 \cdot 900 = 17181 \text{ A.}$$

– Селективность работы достигается по формуле 52:

$$I_{с.о} = 1,25 \cdot I_{н.р}; \quad (52)$$

$$I_{с.о} = 1,25 \cdot 900 = 1125 \text{ A.}$$

Тогда ток срабатывания электромагнитного расцепителя по формуле 53:

$$I_{э.р.у} \geq I_{с.о}; \quad (53)$$

$$1600 \text{ A} \geq 1125 \text{ A.}$$

– Коэффициент чувствительности определяется по формуле 54:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{э.р.у}}} \geq 1,1; \quad (54)$$

Двухфазный ток кз найдем по формуле 55:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}; \quad (55)$$
$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,2 = 14,8 \text{ кА.}$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{14800}{1600} = 9,25 > 1,1.$$

Вывод:

По результатам расчетов и проверок, выбранный автомат полностью подходит для использования в данных условиях.

9 Проверка предохранителя ПКТ

В высоковольтных сетях предохранители применяются в основном для защит воздушных и кабельных линий и трансформаторов от КЗ и сверхтоков при перегрузках.

В КТПК установлен предохранитель ПКТ-103-10/80-20. Технические данные представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики предохранителя

| Наименование параметра | ПКТ-103-10/80-20 |
|--|------------------|
| Номинальное рабочее напряжение, $U_{ном}$ | 10 кВ |
| Номинальный рабочий ток, $I_{раб}$ | 80 А |
| Номинальная отключающая способность, $I_{откл}$ | 20 кА |

Высоковольтный предохранитель проверяется по следующим условиям:

– По номинальному напряжению по формуле 56:

$$U_p \leq U_{ном}; \quad (56)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие по номинальному напряжению выполняется.

– По номинальному току по формуле 57:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (57)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток = 45 А.

$$45 \text{ A} \leq 80 \text{ A}.$$

Условие по номинальному току выполняется.

– По отключающей способности по формуле 58:

$$I_{K1 \max}^{(3)} < I_{\text{откл}}; \quad (58)$$
$$6,691 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Вывод:

Была выполнена проверка предохранителя по 3 пунктам. Все условия выполняются, а значит эксплуатация данного предохранителя разрешается.

10 Проверка проводов по термической устойчивости

Все проводники с напряжением выше 1кВ обязаны проверяться на термическую устойчивость, то есть проверка нагревания провода при коротком замыкании. Провода проходят проверку по термической стойкости при коротком замыкании до момента его отключения при этом сравнивая полученные температуры с допустимыми.

В нашем случае проверку будет проходить провод СИП-3. Все исходные данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные для проверки

| Наименование параметра | Значение параметра |
|--|--------------------|
| Ток короткого замыкания в точке присоединения, $I_{K1 \max}^{(3)}$ | 3,452 кА |
| Время срабатывания защиты реле, $t_{с.з}$ | 0,5 |
| Время срабатывания защиты выключателя, $t_{с.з. \text{ выкл.}}$ | 0,1 |

Необходимо посчитать общее время срабатывания защиты при возникновении КЗ:

$$t_{с.з.} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с.}$$

Допустимый ток односекундного короткого замыкания для СИП-3 с номинальным сечением в 70 мм^2 равняется 6 кА.

По исходным данным из таблицы 10 видно, что ток равен 3,452 кА, который отключит защита через 0,6 с.

Условия проверки провода по термической устойчивости показана в формуле 59:

$$I_{\text{КЗ доп}} > I_{\text{К1 макс}}^{(3)}; \quad (59)$$

$$6 \text{ кА} > 3,452 \text{ кА}.$$

Для определения сечения, способного выдержать максимальный ток к.з., обеспечивающий термическую стойкость, обратимся к формуле 60. В данной формуле определение сечения будет при заданной величине фиктивного времени.

$$S_{\text{min}} = I_{\text{К1 макс}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_a}}{C} \quad (60)$$

где C – постоянная времени, зависящая от вида изоляции и материала жил кабеля;

T_a – среднее значение постоянной времени аperiodической слагающей тока короткого замыкания.

Рассчитаем сечение, которое позволит использовать провод с требуемой термической устойчивостью по формуле 61:

$$F = 3,452 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,1}}{98} = 28 \text{ мм}^2. \quad (61)$$

Проектом предусматривается провод СИП-3 с сечением 70 мм^2 , который больше расчетного сечения, а вследствие этого обеспечит необходимую надежность термической стойкости.

Вывод:

Выбранный проводник полностью удовлетворяет всем требованиям и может быть использован в работе.

11 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство – это устройство для электрического соединения с землей, состоящее из зарытых в землю металлических проводников. Заземляющее устройство необходимо для защиты людей от поражения током от комплектной трансформаторной подстанции.

Согласно ПУЭ [8], к заземляющему устройству трансформаторной подстанции должны быть присоединены:

- нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- сторонние проводящие части.

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом. В случае сопротивления контура более 4 Ом добавить электроды. Заземлители проложить на глубине 0,8 м от поверхности земли.

Исходные данные для расчета заземляющего устройства представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Исходные данные для заземляющего устройства

| Наименование параметра | Значение параметра |
|---|--------------------|
| Удельное сопротивление земли, $\rho_{\text{изм}}$ | 100 Ом*м |
| Сопротивление заземляющего устройства, R_z | 4 Ом |
| Длина электрода, l | 4,5 м |

Определим удельное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности для вертикальных заземлителей по формуле 62:

$$\rho_{\text{расч}} = K_c \cdot \rho_{\text{изм}}; \quad (62)$$

$$\rho_{\text{вз}} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

где K_c – сезонный коэффициент, равный 1,5.

Для горизонтальных заземлителей:

$$\rho_{\text{гз}} = 2,3 \cdot 100 = 230 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Определим сопротивление растекания вертикального заземлителя по формуле 63:

$$R_{\text{вз}} = \frac{\rho_{\text{вз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right]; \quad (63)$$

Расстояние от поверхности до центра вертикального заземлителя считаем по формуле 64:

$$t = \frac{l}{2} + T; \quad (64)$$
$$t = \frac{4,5}{2} + 0,8 = 3,05 \text{ м.}$$

Растекание сопротивления вертикального заземлителя:

$$R_{\text{вз}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 4,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 4,5}{0,018} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,05 + 4,5}{4 \cdot 3,05 - 4,5} \right) \right] = 34,95 \text{ Ом.}$$

Число заземлителей определим по формуле 65:

$$n = \frac{R_{\text{вз}}}{R_{\text{зз}}}; \quad (65)$$

$$n = \frac{34,95}{4} = 8,74.$$

Расчитанное число округляется до большего. Примем $n=9$.

Расчет длины горизонтально заземлителя проводится по формуле 66:

$$l_r = 1,05 \cdot a \cdot n; \quad (66)$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями;

$$a = \frac{l_{\Pi}}{n}; \quad (67)$$

Периметр КТП:

$$l_{\Pi} = 2 \cdot (3,7 + 3,5) = 14,4 \text{ м.}$$

Расстояние между заземлителями:

$$a = \frac{14,4}{9} = 1,6 \text{ м.}$$

Длина заземлителя:

$$l_r = 1,05 \cdot 1,6 \cdot 9 = 15,12 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растекания горизонтального заземлителя по формуле 68:

$$R_{\Gammaз} = \frac{\rho_{\Gammaз}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right); \quad (68)$$

Диаметр горизонтального заземлителя рассчитаем по формуле 69:

$$d = 0,5 \cdot b; \quad (69)$$

где b – ширина горизонтальной полосы

Диаметр горизонтального заземлителя:

$$d = 0,5 \cdot 0,04 = 0,02 \text{ м.}$$

Сопротивления горизонтального заземлителя:

$$t = \frac{0,04}{2} + 0,8 = 0,82 \text{ м.}$$

$$R_{\text{ГЗ}} = \frac{230}{2 \cdot 3,14 \cdot 84} \cdot \ln\left(\frac{84^2}{0,02 \cdot 0,82}\right) = 5,71 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление заземлителя определим по формуле 70:

$$R_{\text{сум}} = \frac{R_{\text{ВЗ}} \cdot R_{\text{ГЗ}}}{R_{\text{ВЗ}} \cdot \eta_{\text{В}} + R_{\text{ГЗ}} \cdot \eta_{\text{Г}} \cdot n}; \quad (70)$$

где $\eta_{\text{В}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей;

$\eta_{\text{Г}}$ – коэффициент использования горизонтальных заземлителей

$$R_{\text{сум}} = \frac{34,95 \cdot 5,71}{34,95 \cdot 0,7 + 5,71 \cdot 0,5 \cdot 9} = 3,82 \text{ Ом.}$$

Вывод:

По результатам расчета заземляющего устройства суммарное сопротивление является меньше 4 Ом, что соответствует ПУЭ.

Контур заземления составлен из 9 вертикальных заземлителей размером 4,5 м из стального круга. Горизонтальный заземлитель, состоящий из стальной горячекатаной полосы размером 40x4 мм, соединены на глубине 0,8м.

12 Расчет потери напряжения ВЛИ-0,4 кВ

Произведем расчет потерь напряжения на низкой стороне напряжения. Согласно ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [4] в электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у приемников электрической энергии, не превышающие $\pm 5\%$ номинального напряжения сети в нормальном режиме.

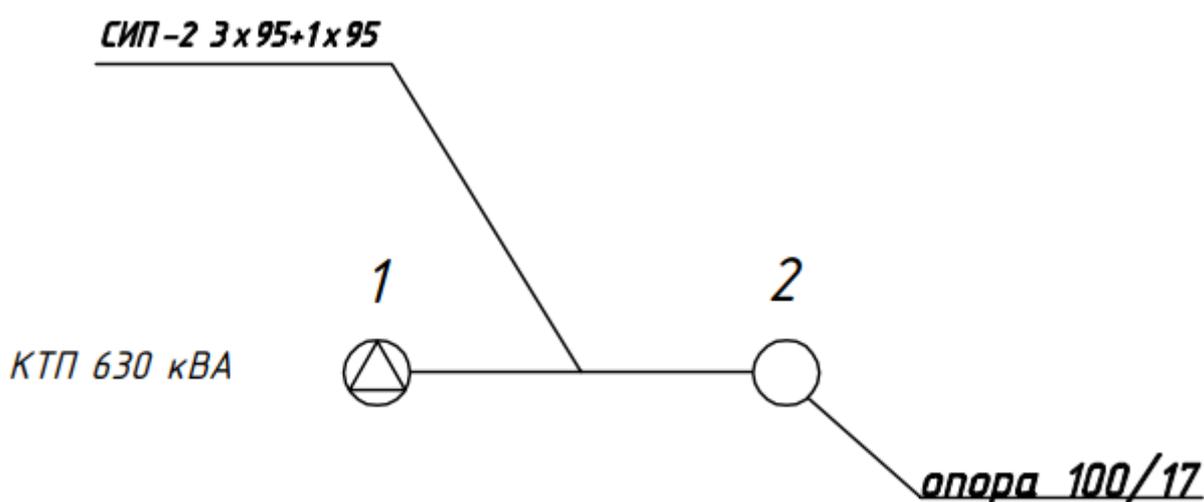


Рисунок 3 – Схема для расчёта потери напряжения Ф-1

Таблица 17 – Данные по фидеру 1

| Ф-1 | | | | | |
|------------|-------|-------------------------|------------------|------------------------|----------------------|
| Участок ВЛ | | Расчётная мощность, кВт | Длина участка, м | Коэффициент С проводов | Потеря напряжения, % |
| начало | Конец | | | | |
| 1 | 2 | 15 | 426 | 44 | 1,53 |

Потери напряжения в наиболее удаленной точке присоединения составили 1,53%, что соответствует нормам.

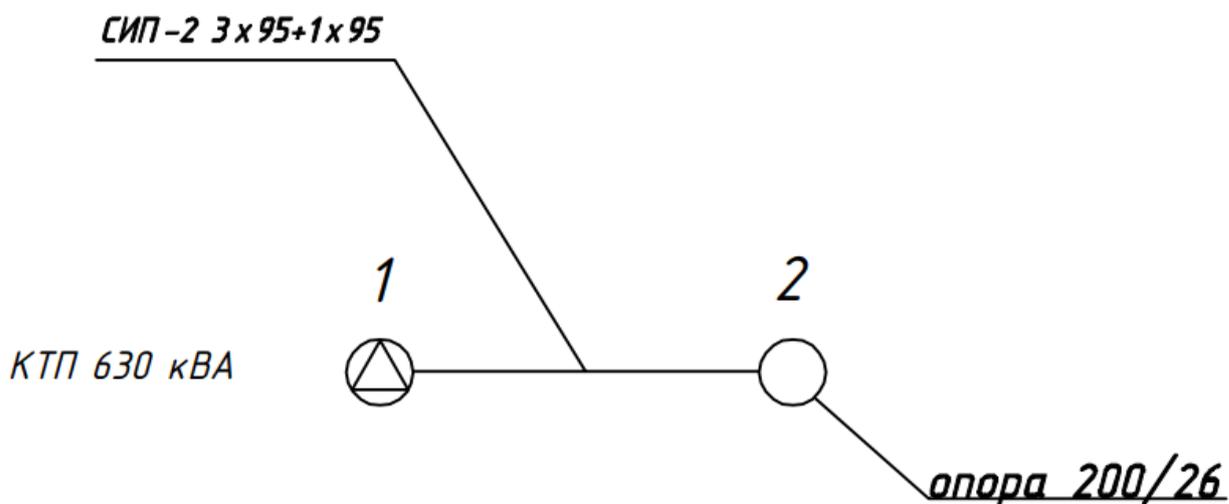


Рисунок 4 – Схема для расчета потери напряжения Ф-2

Таблица 18 – Данные по фидеру 2

| Ф-2 | | | | | |
|------------|-------|-------------------------|------------------|------------------------|----------------------|
| Участок ВЛ | | Расчётная мощность, кВт | Длина участка, м | Коэффициент С проводов | Потеря напряжения, % |
| начало | Конец | | | | |
| 1 | 2 | 15 | 706 | 44 | 2,53 |

Потери напряжения в наиболее удаленной точке присоединения составили 2,53%, что соответствует нормам.

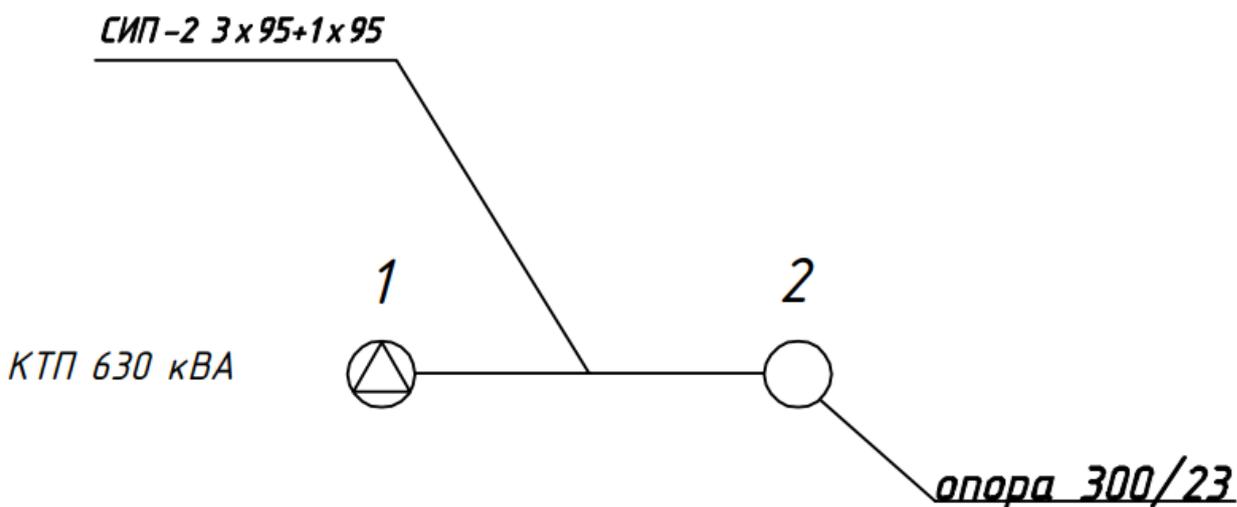


Рисунок 5 - Схема для расчета потери напряжения Ф-3

Таблица 19 – Данные по фидеру 3

| Ф-3 | | | | | |
|------------|-------|-------------------------|------------------|------------------------|----------------------|
| Участок ВЛ | | Расчётная мощность, кВт | Длина участка, м | Коэффициент С проводов | Потеря напряжения, % |
| начало | Конец | | | | |
| 1 | 2 | 15 | 610 | 44 | 2,19 |

Потери напряжения в наиболее удаленной точке присоединения составили 2,19%, что соответствует нормам.

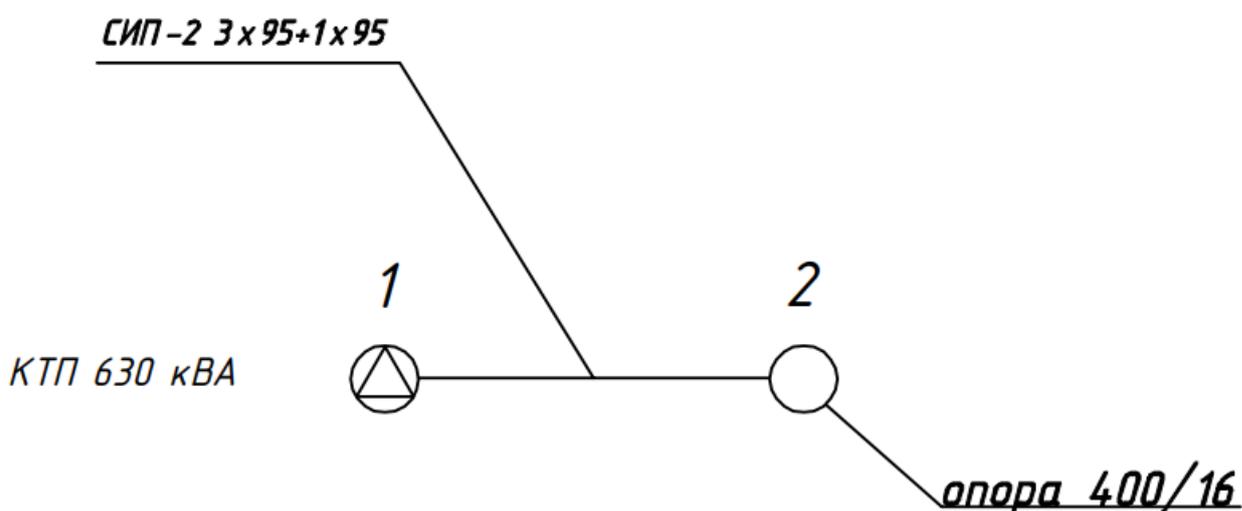


Рисунок 6 - Схема для расчета потери напряжения Ф-4

Таблица 20 – Данные по фидеру 4

| Ф-4 | | | | | |
|------------|-------|-------------------------|------------------|------------------------|----------------------|
| Участок ВЛ | | Расчётная мощность, кВт | Длина участка, м | Коэффициент С проводов | Потеря напряжения, % |
| начало | Конец | | | | |
| 1 | 2 | 15 | 400 | 44 | 1,44 |

Потери напряжения в наиболее удаленной точке присоединения составили 1,44%, что соответствует нормам.

13 Проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном КЗ

Расчётная нагрузка 15 кВт от КТП 630 кВА при длине линии Ф-1 = 426м показана на рисунке 7.

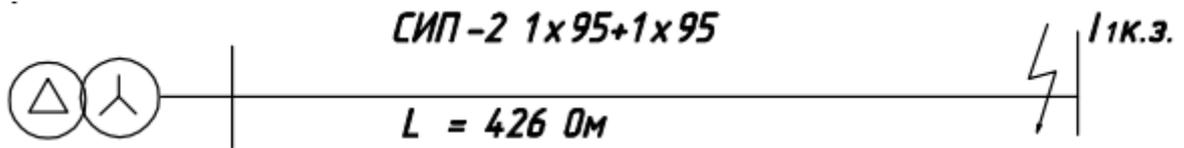


Рисунок 7 – Схема для проверки условия срабатывания защиты

Автоматический выключатель для защиты $I_H = 250\text{А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_H$. Ток однофазного КЗ между фазным и нулевым проводом по формуле 71:

$$I_{1к.з} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_n + Z_m}{3}}; \quad (71)$$

где Z_n – полное сопротивление цепи фаза-ноль в линии до наиболее удаленной точки сети;

Для провода СИП-2 ($Z_n \text{ уд} = 0,32 \text{ Ом/км}$); $Z_n = 0,32 \cdot 0,426 = 0,1363 \text{ Ом}$;
 $Z_m = 0,042 \text{ Ом}$ – полное сопротивление понижающего трансформатора току замыкания на корпус.

$$I_{1к.з} = \frac{230}{\frac{0,1363 + 0,042}{3}} = 1530 \text{ А.}$$

$$I_{1к.з} > K_3 \cdot I_p;$$

где $K_3 = 3$ – устанавливаемая кратность тока КЗ по отношению к току защитного аппарата.

$$I_{1к.з} = 1530 > K_3 \cdot I_p = 3 \cdot 250 = 750 \text{ А.}$$

Для защиты проектируемой линии существующий автоматический выключатель ВА 250А ($I_n = 250 \text{ А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_n$) соответствует требованиям ПУЭ.

Настройку защиты от короткого замыкания выбрать – $3 \cdot I_p$.

Время срабатывания автомата при однофазном коротком замыкании по времятоковой характеристике не превышает 0,4 с, что не противоречит ПУЭ.

Расчётная нагрузка 15 кВт от КТП 630 кВА при длине $\Phi\text{-}2=706\text{м}$ представлена на рисунке 8.

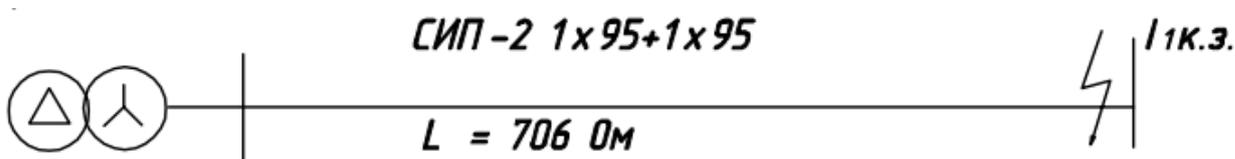


Рисунок 8 - Схема для проверки условия срабатывания защиты

Автоматический выключатель для защиты $I_n = 250\text{А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_n$. Ток однофазного КЗ между фазным и нулевым проводом:

$$I_{1к.з.} = \frac{230}{\frac{0,2259 + 0,042}{3}} = 959 \text{ А.}$$

$$I_{1к.з.} > K_з \cdot I_p;$$

$$I_{1к.з.} = 959 > K_з \cdot I_p = 3 \cdot 250 = 750 \text{ А.}$$

Для защиты проектируемой линии существующий автоматический выключатель ВА 250А ($I_n = 250 \text{ А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_n$) соответствует требованиям ПУЭ.

Настройку защиты от короткого замыкания выбрать – $3 \cdot I_p$.

Время срабатывания автомата при однофазном коротком замыкании по времятоковой характеристике не превышает 0,4 с, что не противоречит ПУЭ.

Расчётная нагрузка 15 кВт от КТП 630 кВА при длине Ф-3=610 м представлена на рисунке 9.

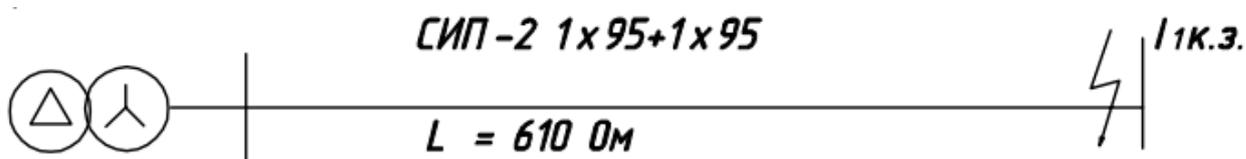


Рисунок 9 - Схема для проверки условия срабатывания защиты

Автоматический выключатель для защиты $I_H = 250\text{А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_H$. Ток однофазного КЗ между фазным и нулевым проводом:

$$I_{1к.з.} = \frac{230}{\frac{0,1952 + 0,042}{3}} = 1099 \text{ А.}$$

$$I_{1к.з.} > K_з \cdot I_p,$$

$$I_{1к.з.} = 1099 > K_з \cdot I_p = 3 \cdot 250 = 750 \text{ А.}$$

Для защиты проектируемой линии существующий автоматический выключатель ВА 250А ($I_H = 250 \text{ А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_H$) соответствует требованиям ПУЭ.

Настройку защиты от короткого замыкания выбрать – $3 \cdot I_p$.

Время срабатывания автомата при однофазном коротком замыкании по времятоковой характеристике не превышает 0,4 с, что не противоречит ПУЭ.

Расчётная нагрузка 15 кВт от КТП 630 кВА при длине Ф-4=400 м показана на рисунке 10.

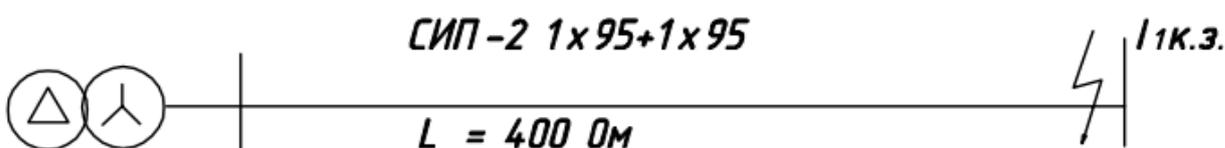


Рисунок 10 - Схема для проверки условия срабатывания защиты

Автоматический выключатель для защиты $I_n = 250\text{А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_n$. Ток однофазного КЗ между фазным и нулевым проводом:

Для провода СИП-2 ($Z_n \text{ уд} = 0,32 \text{ Ом/км}$); $Z_n = 0,32 \cdot 0,40 = 0,128 \text{ Ом}$

$$I_{1к.з} = \frac{230}{\frac{0,128 + 0,042}{3}} = 1619 \text{ А.}$$

$$I_{1к.з.} > K_3 \cdot I_p,$$

$$I_{1к.з.} = 1619 > K_3 \cdot I_p = 3 \cdot 250 = 750 \text{ А.}$$

Для защиты проектируемой линии существующий автоматический выключатель ВА 250А ($I_n = 250 \text{ А}$, $I_p = 250\text{А}$, $I_{отс} = 3 \cdot I_n$) соответствует требованиям ПУЭ.

Настройку защиты от короткого замыкания выбрать – $3 \cdot I_p$.

Время срабатывания автомата при однофазном коротком замыкании по времятоковой характеристике не превышает 0,4 с, что не противоречит ПУЭ.

Вывод:

В данном разделе провели проверку автоматических выключателей на отключение при однофазном замыкании. Все выключатели соответствуют требованиям и могут быть использованы.

14 Выбор и проверка трансформатора тока

Для применения релейной защиты и учета электроэнергии применяются трансформаторы тока. В нашем случае выбран трансформатор тока ТОЛ-10. Номинальный ток трансформатора тока выбирается как можно ближе к рабочему току для уменьшения погрешностей.

Выполним проверку существующего трансформатора:

– По номинальному напряжению по формуле 72:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет ном}}; \quad (72)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

– По рабочему току по формуле 73:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}; \quad (73)$$

Определим максимальный рабочий ток по формуле 74, где $P_{\text{сущ}} = 920$ кВт и $P_{\text{доп}} = 517$ кВт и $\cos \varphi = 0,8$.

$$I_{\text{max.раб.расч}} = I_{\text{max.раб.сущ}} + I_{\text{max.раб.доп}}; \quad (74)$$

Рассчитаем максимальный рабочий существующий и дополнительный ток нагрузок по формулам 75 и 76:

$$I_{\text{max.раб.сущ}} = \frac{P_{\text{сущ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (75)$$

$$I_{\text{max.раб.сущ}} = \frac{920}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 50,6 \text{ А.}$$

$$I_{max.раб..доп} = \frac{P_{доп}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi}; \quad (76)$$

$$I_{max.раб..доп} = \frac{517}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 35,53 \text{ А.}$$

Тогда $I_{max.раб.расч} = 50,6 + 35,53 = 86,13 \text{ А}$

Рассчитанный ток не превышает 100 А, а значит установленный трансформатор ТОЛ-СЭЦ-10 100/5 соответствует нагрузке фидера.

– По электродинамической стойкости по формуле 77:

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \quad (77)$$

где $i_{дин} = 25,5 \text{ кА}$ согласно паспортным данным

$$6,691 \text{ кА} < 25,5 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

– На термическую стойкость по формуле 78:

$$I_{терм} < I_{терм.ст}; \quad (78)$$

$$I_{терм} = I_{кз.мах} \sqrt{t_{кз}} = 3,452 \cdot \sqrt{0,5} = 2,416 \text{ кА.}$$

где $I_{терм.ст} = 10 \text{ кА}$, согласно паспортным данным

$$2,416 \text{ кА} < 10 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

– По допустимой величине вторичной нагрузки:

Коэффициент предельности кратности ТТ определим по формуле 79:

$$k_{10} = \frac{1,1 \cdot I_{с.з}}{I_{1НОМ}}; \quad (79)$$

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot 800}{100} = 8,8.$$

Рассчитаем сопротивление проводов комплекта защиты по формуле 80:

$$R = \frac{\rho l}{S}; \quad (80)$$

Питающий провод:

$$R_{пит} = 0,103 \text{ Ом}, L = 15 \text{ м}$$

Соединительный провод:

$$R_{соед} = 0,068 \text{ Ом}, L = 10 \text{ м}$$

Внутреннее сопротивление реле можно найти по формуле 81:

$$Z_{релеМТЗ} = \frac{S_p}{I_{ср}^2}; \quad (81)$$

$$Z_{релеМТЗ} = \frac{0,5}{4,7^2} = 0,023 \text{ Ом.}$$

$$Z_{релеМТО} = \frac{0,5}{40^2} = 0,0003 \text{ Ом.}$$

где S_p – потребление РТ-40 = 0,5 ВА, согласно РЭ [11];

Рассчитаем наибольшую фактическую нагрузку трансформатора тока по формуле 82:

$$Z_{расч} = 2Z_{пр} + Z_{реле} + Z_{конт}; \quad (82)$$

$$Z_{расч} = 2 \cdot (0,103 + 0,068) + 0,0233 + 0,1 = 0,465 \text{ Ом.}$$

Найдем допустимую кратность $k_{10\text{доп}}$ по формуле 83:

$$k_{10\text{доп}} = k_{\text{ном}} \cdot \frac{Z_2 + Z_{\text{ном}}}{Z_2 + Z_{\text{расч}}}; \quad (83)$$
$$k_{10\text{доп}} = 10 \cdot \frac{0,12 + 0,6}{0,12 + 0,465} = 12,3.$$

где Z_2 – внутреннее сопротивление ТТ согласно паспортным данным, равное 0,12 Ом.

$$k_{10\text{доп}} > k_{10};$$

$$12,3 > 8,8.$$

Вывод:

Выполнена проверка трансформатора тока ТОЛ-10. Трансформатор подходит по требованиям и может быть использован.

15 Определение уставок релейной защиты

Для защиты Ф-17 ПС “Мусорка” 110/10/0,4 будут применяться такие защиты как МТЗ и МТО [16].

Значения на основании, которых будут производиться расчеты уставок релейной защиты, показаны в таблице 10.

Токовая отсечка служит для мгновенного отключения цепи при появлении КЗ. Селективность МТО достигается тогда, когда ток срабатывания защиты является больше, нежели ток короткого замыкания в самой дальней защищаемой точке [20].

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot I_{КЗ\ max}^{(3)}; \quad (85)$$

где k_n – коэффициент надежности реле РТ-40 [11], равный 1,3.

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 414,1 = 538,34 \text{ А.}$$

МТО также проверяют на несрабатывание при бросках тока, которые происходят в момент включения трансформатора. Рассчитаем отстройку от броска тока намагничивания при запуске всех трансформаторов по формуле 85:

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot \sum I_{ном.тр}; \quad (85)$$

где k_n – коэффициент надежности РТ-40, равный 4.

Общий номинальный ток трансформаторов рассчитаем по формуле 86:

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (86)$$

Общая мощность трансформаторов равна 1850 кВА.

$$\sum I_{\text{ном.тр}} = \frac{1850}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 101,76 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з}} \geq 4 \cdot 101,76 = 407 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания $I_{\text{с.з.}} = 800 \text{ А}$, тогда коэффициент чувствительности рассчитаем по формуле 87:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}; \quad (87)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2699}{800} = 2,92 > 2.$$

Коэффициент чувствительности для МТО должен быть больше 2, что соответствует требуемым условиям использования защиты.

Итого выбранные уставки МТО:

Ток срабатывания защиты = 800 А;

Ток срабатывания реле ($K_{\text{тт}} = 20$) = 40 А;

Выдержка времени = 0 с.

Произведем расчет выбора уставок МТЗ:

Для выбора тока срабатывания МТЗ необходимо найти ток, который не будет срабатывать при максимальных нагрузках и ее кратковременных толчках. (формула 88)

$$I_{\text{с.з.}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сЭП}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб max}}; \quad (88)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равный 1,1;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равный 0,85;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, равный 1,3.

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,85} \cdot 55,34 = 93 \text{ А.}$$

Проверка на чувствительность рассчитывается по минимальному значению тока КЗ в конце защищаемой зоны МТЗ. Коэффициент чувствительности должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ (формула 89)

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{с.з.}}; \quad (89)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{850}{93} = 9,14 > 1,5.$$

Выбранные уставки МТЗ:

Принятый по расчету ток срабатывания защиты = 93А;

Ток срабатывания реле ($K_{\text{тт}} = 20$) = 4,7 А;

Выдержка времени = 0,5 с.

Все рассчитанные уставки занесем в таблицу 21.

Таблица 21 – Уставки для линии Ф-17

| Наименование уставки | Параметры срабатывания | |
|----------------------|------------------------|--------|
| | I, А | T, сек |
| МТО | 800 | 0 |
| МТЗ | 93 | 0,5 |

Вывод:

В разделе 15 были рассчитаны и выбраны уставки МТО и МТЗ по релейной защите Ф-17.

Заключение

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция воздушной линии 0,4-10 кВ села Мусорка Самарской области.

Произведен расчет электрических нагрузок села Мусорка и на основании полученных данных сделан выбор:

- количества и мощности трансформаторных подстанций,
- сечения проводников линий.

В ходе выполнения были проведены сравнения трансформаторов ТМГ-11 и ТМГ-33. Выбран наиболее энергоэффективный на сегодняшний день трансформатор ТМГ-33 с годовой экономией в 8798 кВт·ч/год и 61151 квар·ч/год.

При реконструкции ВЛ было проведено сравнение между проводниками АС и СИП. Были выбраны более новые и энергоэффективные провода СИП-3 на 10 кВ и СИП-2 на 0,4 кВ. Эффективность от использования СИП составляет 4224 кВт·ч/год и 116700 квар·ч/год.

Были рассчитаны токи коротких замыканий с целью выбора и проверки силового оборудования подстанции.

Произведен расчет потерь напряжения на ВЛИ-0,4 кВ. По полученным данным, потери напряжения в самой удаленной точке соответствовали нормам.

Проведена проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном замыкании в сети до 1000 В. Защитные аппараты были выбраны согласно нагрузке, а время их срабатывания при коротких замыканиях было не больше 0,4 с, что соответствует ПУЭ.

Для безопасного обслуживания трансформаторной подстанции от удара электрического тока выполнен расчет защитного заземления.

Использование ТМГ-33 и проводов СИП позволят сократить потери электроэнергии, тем самым увеличив энергоэффективность данного участка.

Список используемых источников и литературы

1. Автоматические выключатели ВА. [Электронный ресурс]. URL:<https://keaz.ru> (дата обращения 10.02.2021)
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебно-методическое пособие. Издательство ТГУ: Тольятти, 2016. 78 с.
3. ГОСТ 14695-80 Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006578> (дата обращения 10.02.2021)
4. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения М.: Издательство стандартов, 2014.
5. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/library/rd/rd_34_20_185-94.pdf (дата обращения 20.01.2021)
6. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281.
7. Постановление правительства РФ №600 Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности. [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201506220009?index=0&rangeSize=1> (дата обращения 5.02.2021)
8. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330с.
9. Производитель кабеля СИП. ЗАО “Самарская кабельная компания” [Электронный ресурс]. URL:1sip-kabel.ru (дата обращения 25.04.2021)
10. Разъединитель РЛНД-10 кВ. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-10-kv/> (дата обращения 25.01.2021)

11. Реле тока серий РТ-40. [Электронный ресурс]. URL:<https://www.cheaz.ru/assets/images/production/5-urz/2-elmeh-micro-urz/1-r-toka/1-rt-40-140/rt40-re.pdf> (дата обращения 10.02.2021)
12. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ. ПАО “Россети”, 2016. 343 с.
13. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.
14. Силовые масляные трансформаторы. [Электронный ресурс]. URL: <https://rec.su/catalog/maslyanye-transformatory/tmg-33/> (Дата обращения 21.01.2021)
15. Требование ПАО “Россети” СТО 34.01-3.2.-011-2017 Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/СТО_34.01-3.2-011-2017.pdf (дата обращения 5.02.2021)
16. Awta O. Practical Power System and Protective Relays Commissioning, first Edition. Academic Press. 2019. 424 p.
17. Faulkenberry L.M. Electrical power distribution and transmission: Energy Central, 2018.
18. Kreg T. Substations. CIGRE Green Books, 2019. 1090 p.
19. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations. – Майями: CRC Press Taylor and Francis Group, 2016. 595 p.
20. Ugrad H., Winker W. Protection Techniques in Electrical Energy Systems, first Edition. CRC Press, 2019. 400 p.