

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 ПС 35/6 кВ «Яблоневская»

Обучающийся

К.В. Платошкина

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.ф.н., доцент О.В. Мурдускина

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

Тольятти 2022

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Яблоневская».

После анализа подстанции был произведен расчет электрических потерь в двухобмоточных трансформаторах, выполнена проверка выбранного силового трансформатора на загруженность, также после расчета токов короткого замыкания выбрано электрооборудование 6 кВ из каталога Самарского завода «Электрощит». Произведен выбор марки и сечения кабельной линии для резервного питания подстанции и рассчитаны новые уставки релейной защиты и автоматики на стороне 35 кВ.

Пояснительная записка содержит введение, семь разделов, заключение, список литературы, включая зарубежные источники, в том числе четырнадцать таблиц и одиннадцать рисунков, а также шесть графических чертежей формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is "Reconstruction of the electrical part of the substation 35/6 kV "Yablonevskaya"".

The senior paper contains an introduction, seven sections, a conclusion, a list of references, including foreign sources, including fourteen tables and eleven figures, as well as six graphic drawings in A1 sheets.

The key issues of the thesis are the reduction of electricity losses in transformers and the reconstruction of a closed switchgear 6 kV SS 35/6 kV "Yablonevskaya".

The aim of the work is to reduce electricity losses at the 35/6 kV Yablonevskaya substation. Since recently the number of consumers powered by the specified substation has decreased. Accordingly, the consumed load also decreased. At the same time, existing transformers operate in accordance with a previously developed scheme.

The thesis can be divided into the following logically interrelated parts: analysis of the substation before reconstruction, calculation of technical losses, calculation of a short circuit for the selection of electrical equipment and a 6 kV cable line, and calculation of settings for relay protection.

At the end of the study, calculations and drawings for the reconstruction of the 35/6 kV substation "Yablonevskaya" are presented.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ объекта проектирования	7
2 Расчет потерь электроэнергии на ПС 35/6 кВ «Яблоневская».....	16
3 Проверка трансформатора на загруженность	21
4 Расчет токов короткого замыкания	26
5 Выбор электрооборудования на стороне 6 кВ	31
5.1 Проверка выключателя	33
5.2 Проверка трансформатора тока и трансформатора напряжения.....	36
5.3 Выбор оперативного тока	41
5.4 Выбор трансформатора собственных нужд подстанции	42
6 Выбор кабельной линии 6 кВ.....	44
7 Расчет уставок релейной защиты и автоматики	47
Заключение	59
Список используемой литературы и используемых источников.....	60

Введение

«Электрическая сеть – это совокупность электроустановок, которые предназначены для передачи и распределения электроэнергии потребителю от электростанций. Электрическая сеть состоит из электростанций, подстанций (далее ПС), распределительных устройств (далее РУ), токопроводов, воздушных и кабельных линий (далее КЛ), которые находятся на территории потребителей электроэнергии» [15]. Развитая электрическая сеть образует систему передачи и распределения электроэнергии.

Система электроснабжения обеспечивает надежное и бесперебойное электроснабжение и устойчивую работу потребителям, доставляет потребителям электроэнергию нормированного качества, а также соответствует условиям экономики, эксплуатации, расширения, безопасности и удобства эксплуатации с учетом возможности создания релейной защиты.

ПС «получает питание непосредственно от энергосистемы и распределяет энергию на более низком напряжении по всем» [15] потребителям. Нарушения в работе ПС могут возникать из-за старого силового электротехнического оборудования и аппаратов для защиты от повреждений электрооборудования. Все это требует усовершенствование или установку более нового оборудования, у которого лучше технические характеристики.

В Публичном Акционерном Обществе (далее ПАО) «Россети - Волга» находится в обслуживании более 1500 ПС, одна из которых ПС 35/6 кВ «Яблонеvская». ПС 35/6 кВ «Яблонеvская» была спроектирована и введена в эксплуатацию в 1951 году и в настоящее время снабжает электроэнергией потребителей третьей категории. Потребителями являются бытовые жители Жигулевского района Яблонеvый овраг и несколько производств.

В последнее время количество потребителей, запитанных от указанной ПС снизилось. Соответственно, снизилась и потребляемая нагрузка. При

этом существующие трансформаторы работают в соответствии с ранее разработанной схемой.

Цель работы: снижение потерь электроэнергии на ПС 35/6 кВ «Яблоневская».

Задачи работы:

- проанализировать ПС 35/6 кВ «Яблоневская»;
- произвести расчет потерь электроэнергии на подстанции;
- выполнить проверку выбранного трансформатора на загруженность;
- рассчитать токи короткого замыкания (далее КЗ);
- выбрать электрооборудование 6кВ;
- выбрать КЛ;
- выполнить расчет уставок релейной защиты и автоматики (далее РЗА).

1 Анализ объекта проектирования

«ПАО «Россети – Волга» зарегистрировано 29 июня 2007 года в г. Саратов. Решение об открытии Открытого Акционерного Общества (далее ОАО) «Россети-Волга» принял Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 27 апреля 2007 года, когда была утверждена новая конфигурация Межрегиональные распределительные сетевые компании (далее МРСК).

В основе новой конфигурации - принцип территориальной сопряженности и сопоставимости стоимости входящих в состав МРСК активов распределительных сетевых компаний» [7].

В ПАО «Россети-Волга»:

- 7 регионов;
- общая площадь 403,5 тысяч квадратных километров;
- протяженность линий электропередач (далее ЛЭП) превышает 225 тысяч километров;
- численность персонала - более 20 тысяч человек;

Структура ПАО «Россети-Волга» представлена на рисунке 1.

«Основная цель деятельности производственного отделения (далее ПО) - получение прибыли Обществом, сбор и анализ требований потребителей всех категорий, анализ и разработка мероприятий по удовлетворению обоснованных требований, оборудование точек поставки электроэнергии автоматизированной системой коммерческого учета электроэнергии (далее АСКУЭ), эксплуатация сетей технологической связи, средств измерений и учета, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного, связанного с функционированием электрического хозяйства, технологического оборудования, а также технологического управления ими» [7].

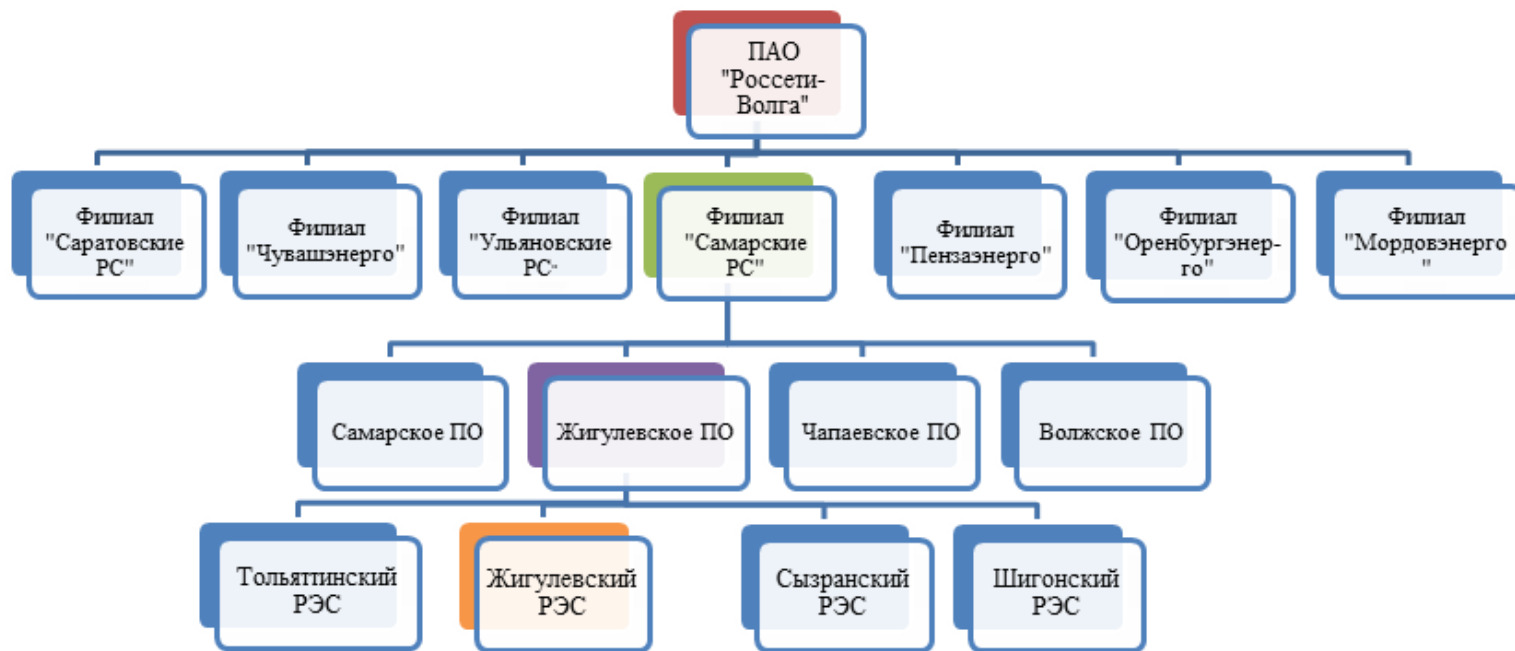


Рисунок 1 – Структура ПАО «Россети-Волга»

Жигулевский Район Электрических Сетей (далее Жигулевский РЭС), который обслуживает 14 понижающих ПС по городскому округу Жигулёвск, по городу Тольятти, Ставропольскому и Волжскому районам:

- Жигулёвская 110/35/6 кВ;
- Комсомольская 110/35/10 кВ;
- Яблоневская 35/6 кВ;
- Бытовая 35/6 кВ;
- Моркваши 35/6 кВ;
- Ремзавод 110/6 кВ;
- ЖЭТЗ 110/35/6 кВ;
- Зольное 110/35/10 кВ;
- Рождествено 110/35/10 кВ;
- Выползово 35/10 кВ;
- Колхозная 35/10 кВ;
- Осиновка 35/10 кВ;
- Александровка 110/35/10 кВ;
- Жигули 35/6 кВ.

ПС получают по воздушной линии (далее ВЛ) 110 электроэнергию от Жигулёвской гидроэлектростанции (далее Жигулевская ГЭС) и распределяют электроэнергию по потребителям. Жигулёвского РЭС снабжает электроэнергией по 0,4-10 кВ многие предприятия, сетевые компания, как Акционерное общество (далее АО) «ССК», и бытовых жителей.

Подстанции обслуживаются оперативным персоналом – электромонтерами оперативно-выездной бригады. Из-за удаленности на шести подстанциях находится дежурный или местный оперативный персонал. «Оперативный персонал – это персонал, осуществляющий оперативное управление и обслуживание электроустановок» [6].

ПС 35/6 кВ «Яблоневская» предназначена для электроснабжения потребителей 6 кВ:

- Закрытое акционерное общество (далее ЗАО) «ЖСМ» - 3 категория;
- Общество с ограниченной ответственностью (далее ООО) «Энергохолдинг» - 3 категория;
- АО «ССК» - 3 категория;
- ООО НПФ «МЕТА» - 3 категория.

Данная ПС введена в эксплуатацию в 1951 году ОАО «МРСК- Волги». В 80-ых годах была проведена реконструкция ПС, а далее только частичная замена электрооборудования.

На территории ПС 35/6 кВ «Яблоневская» находятся открытое распределительное устройство (далее ОРУ) 35 кВ и закрытое распределительное устройство (далее ЗРУ) 6 кВ. ПС «Яблоневская» по нормальному режиму запитана с ПС 110/35/10 кВ «Александровка» ВЛ-35 кВ Яблоневская (рисунок 2). ПС имеет два резервных питания с ОРУ – 35 кВ ПС 110/35/6 кВ «Жигулевская», где переключения ведутся в ручную при помощи дежурного персонала на ОРУ 35 кВ, и питание с ПС 110/6 кВ «Цементная» предприятия ЗАО «ЖСМ», через фидер 27 (фидер 1).

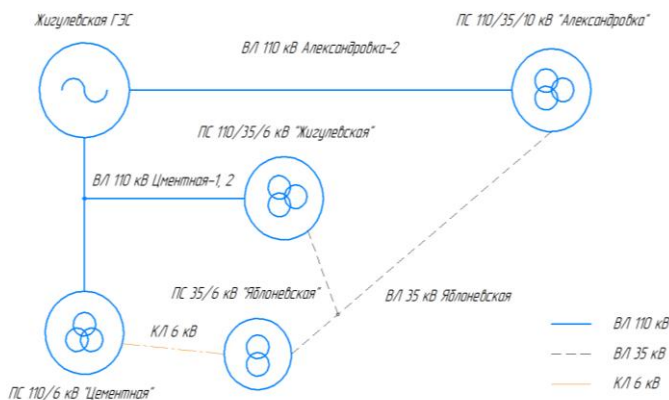


Рисунок 2 – Однолинейная схема

При отключении основного питания ВЛ-35 кВ Яблоневская секция шин (далее СШ) 6 кВ запитывается с КЛ 6 кВ Ф-27 ПС «Цементная», происходит автоматическое включение резерва (далее АВР) СШ 6 кВ через

масляный выключатель 6 кВ фидера №1 (далее ВМ-6-Ф-1) с выдержкой времени 9 с.

В ОРУ 35 кВ (рисунок 3) располагаются два силовых трансформатора. Трансформаторы ТМ-3200/35-У1 и ТМ-4000/35-У1 являются трехфазными масляными двухобмоточными с естественной циркуляцией масла. Имеют номинальные мощности 3200 и 4000 кВА, соответственно. Класс напряжения обмотки со стороны высокого напряжения (далее ВН) – 35 кВ [16]. Трансформаторы работают параллельно, так как соблюдаются условия (таблица 1):

- одинаковые группы соединений обмоток;
- равные коэффициенты трансформации;
- одинаковые напряжения КЗ (разница не более $\pm 10\%$);
- отношений мощностей трансформаторов не более 3:1;
- одинаковая фазировка;
- одинаковое количество обмоток;
- номинальное напряжение обмоток.

Таблица 1 – характеристики Т-1 и Т-2

Тип	Группа соединений обмоток	S _{ном} , кВА	U _{ном} , кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт
			СН	НН				
ТМ-3200/35-У1	Y/Δ-11	3200	35,0	6,3	6,9	4,5	11,5	37,0
ТМ-4000/35-У1	Y/Δ-11	4000	35,0	6,3	7,5	1,0	6,7	33,5

У данных трансформаторов одинаковое соединение обмоток, номинальная мощность различается в 1,25 раза, одинаковое номинальное напряжение обмоток, напряжение КЗ различается в 1,087 раза. Все это соответствует условиям параллельной работы трансформатора.

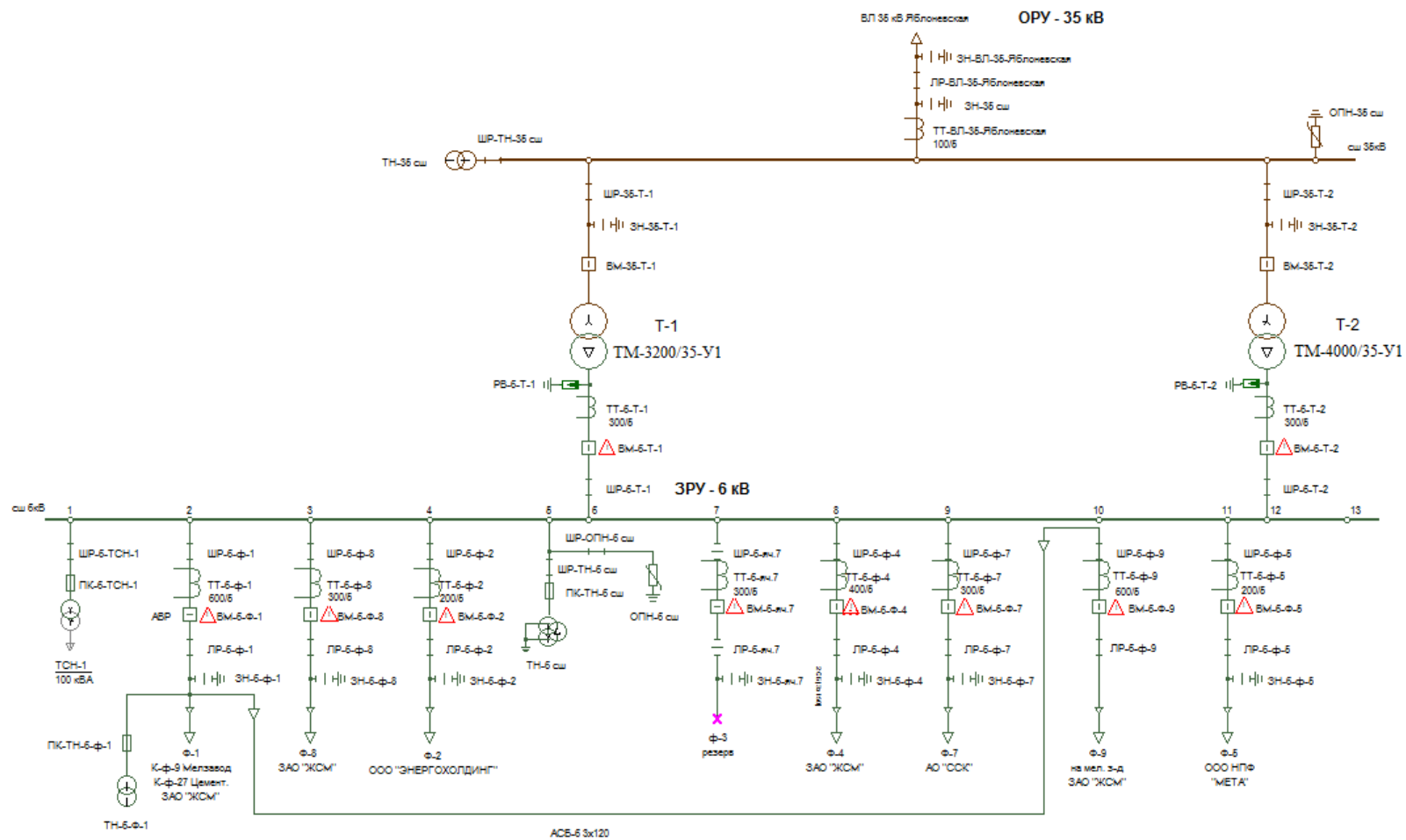


Рисунок 3 – Нормальная схема ПС 35/6 кВ «Яблоневская»

Данные трансформаторы Т-1 и Т-2 преобразуют класс напряжения 35 кВ, поступающий от питающей ВЛ Яблоневская 35 кВ, в класс напряжения 6 кВ. Преобразованное напряжение питает СШ 6 кВ в ЗРУ [19].

СШ 6 кВ запитывает через масляные выключатели (ВМГ-133) абонентов по фидерам (КЛ или КВЛ) и трансформатор для собственных нужд (ТСН-1/100 кВА).

Трансформатор собственных нужд ТМ-100-6/0,4-У1 (рисунок 4) на ПС 35/6 кВ «Яблоневская» предназначен для обеспечения «нормального функционирования ПС, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей (первой категории) оперативным переменным током. Обесточивание устройств собственных нужд может привести к полному погашению подстанции» [11].

Основные потребители ТСН:

- оперативные цепи переменного и выпрямленного тока;
- устройства оперативной связи и телемеханики;
- устройства обогрева сеть освещения на ПС;
- устройства системы управления, РЗА, счетчики.

В ОПУ (оперативный пункт управления) имеются шкафы РЗА, которые обеспечивают нормальный режим работы оборудования. На трансформаторе Т-1 установлены «газовая защита, защита от перегрузки, МТЗ 35 кВ (максимальная токовая защита) с выдержкой времени 1,1 с и ТО (токовая отсечка), На Т-2 - газовая защита, защита от перегрузки, МТЗ 35 кВ с выдержкой времени 1,25 с, ТО и дифференциальная защита» [9].

«Для защит КВЛ-6 кВ используются МТЗ с выдержкой времени 0,5 с и ТО. Также используется АПВ. АПВ – автоматическое повторное включение, электроавтоматика, повторно включающее отключившийся выключатель через определенное время. На ПС «Яблоневская» АПВ установлены на фидерах 2, 3, 6, 7, 8 с выдержкой времени 4 с» [9].

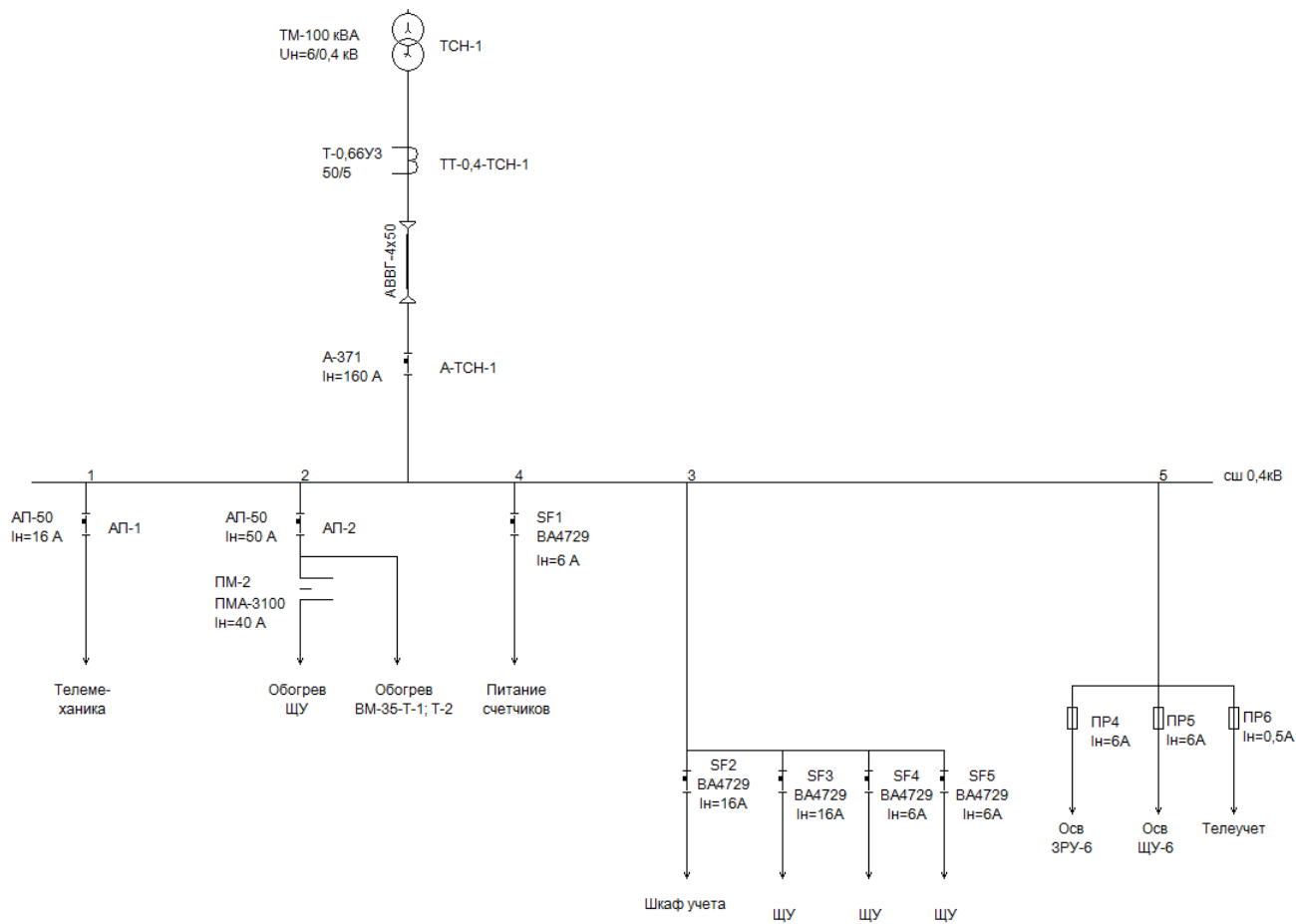


Рисунок 4 – Схема собственных нужд

В рамках работы было проведено обследование состояния электротехнического оборудования подстанции. Было выявлено, что стационарные масляные выключатели 6 кВ серии ВМГ-133 старые и травмоопасные для оперативного персонала. Масляные выключатели пожаро- и взрывоопасные, а также ограниченная способность к быстрдействию и частоте осуществления АПВ. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей требуется замена этого электрооборудования. Такие выключатели заменяют на более надежные, быстрдействующие, экономные и современные выключатели, например, вакуумные или воздушные. И на замену стационарным выключателям давно пришли выкатные тележки с выключателями. Для этого нужно выбрать новое оборудование и произвести специальные расчеты.

Некоторых потребителей, которые получают электроэнергию с ПС «Яблоневская», давно нет, т.е. расторгнут договор, например, ООО НПФ «Мета» вышли из договора, ООО «Энергохолдинг» и ЗАО «ЖСМ», по фидерам 3 и 4, соответственно, не потребляют электрическую мощность.

Два трансформатора работают в параллели, так как нагрузка уменьшилась, трансформаторы недогружены. Чтобы снизить потери активной мощности, которые возникают в обмотках трансформаторов, целесообразно уменьшить мощность трансформаторов. Для этого произведен специальный расчет по потерям электроэнергии, а далее оставшийся трансформатор проверен по упрощенному суточному графику нагрузки по выкупленной мощности потребителей.

Вывод. Результаты анализа ПС показывают, что электротехническое оборудование на подстанции старое и травмоопасное для оперативного персонала и требует замены.

2 Расчет потерь электроэнергии на ПС 35/6 кВ «Яблоневская»

В настоящее время в энергетике используется большое количество трансформаторов, которые приводят к потерям электрической энергии, несмотря на свою значимость в распределении электроэнергии.

КПД (коэффициент полезного действия) трансформатора всегда меньше 100 %, т.к. присутствуют потери электроэнергии. «Существует два вида потерь в трансформаторе:

- потери в меди (медные витки обмоток);
- потери в стали (материал сердечника).

Потери в меди возникают из-за собственного сопротивления медного проводник – потери мощность, т.е. ток, протекающий по обмотке, обуславливает падение напряжения. Другими словами, электрическая энергия преобразуется в тепловую.

Потери в стали в свою очередь состоят из потерь, вызванных вихревыми токами, и обусловленных циклическим перемагничиванием (гистерезис). Вихревые токи возникают в проводнике, который находится в переменном магнитном поле. Этим условия удовлетворяет стальной сердечник, на который намотаны медные витки. В нем постоянно возникают вихревые токи, величина которых может достигать достаточно больших значений, из-за которых в свою очередь происходит нагрев сердечника. Величина потерь, вызванных необходимостью циклического перемагничивания определяется в первую очередь качеством стали, из которой сделан сердечник» [8].

«При загрузке силового трансформатора на 30 % нагрузочные потери мощности примерно равны потерям холостого хода. В среднем на каждом трансформаторе теряется до 7 % передаваемой мощности. Работа трансформатора в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей систе-

ме электроснабжения (от самого трансформатора до источника питания) из-за низкого коэффициента мощности» [8].

На ПС 35-6 «Яблонеvская» используется два параллельно работающих трансформаторов. Для расчета потерь электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах ТМ-3200/35-У1 и ТМ-4000/35-У1 произведен анализ технических характеристик (таблица 1). Годовой расход активной Р (кВт) и реактивной Q (квар) мощностей, активной W_a (кВт·ч) и реактивной W_p (квар·ч) электроэнергии получен по показаниям приборов учета на данной ПС (таблица 2).

Таблица 2 – Показания приборов учета на ПС

Месяц	W_a , кВт·ч	W_p , квар·ч	Р, кВт	Q, квар
Январь	281960,62	138132,00	378,98	185,66
Февраль	257048,07	126250,80	382,51	187,87
Март	275054,61	164787,60	369,70	221,49
Апрель	252589,44	145168,80	350,82	201,62
Май	212981,55	139333,20	286,27	187,28
Июнь	136775,24	73680,80	189,97	102,33
Июль	165356,70	113397,00	222,25	152,42
Август	162809,87	107019,40	218,83	143,84
Сентябрь	185039,65	123689,18	257,00	171,79
Октябрь	272542,26	158518,95	366,32	213,06
Ноябрь	319831,98	222819,00	444,21	309,47
Декабрь	320854,24	152836,07	431,26	205,42
Итог	2842844,23	1665632,80	3898,11	2282,26

Рассчитаны потери реактивной мощности при холостом ходе трансформатора ТМ-3200/35-У1:

$$\Delta Q_{xx} = S_N \frac{I_{xx}, \%}{100}, \quad (1)$$

$$\Delta Q_{xx} = 3200 \frac{4.5\%}{100} = 144 \text{ квар},$$

где S_N , - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %.

Определены потери реактивной мощности при КЗ трансформатора ТМ-3200/35-У1:

$$\Delta Q_{кз} = S_H \cdot \frac{U_{кз}, \%}{100}, \quad (2)$$

$$\Delta Q_{кз} = 3200 \cdot \frac{6,9}{100} = 220,8 \text{ квар},$$

где $U_{кз}$ - напряжение КЗ трансформатора, %.

Далее определены «фактические или расчетные данные по расходу электроэнергии за расчетный период по показаниям счетчиков активной энергии - W_a (кВт·ч) и по показаниям счетчиков реактивной энергии – W_p (квар·ч)» [14]. Рассчитаны $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$ и средневзвешенный коэффициент мощности – $\cos \varphi_{\text{ср}}$:

$$\text{tg } \varphi_{\text{ср}} = \frac{W_p}{W_a}, \quad (3)$$

$$\text{tg } \varphi_{\text{ср}} = \frac{1665632,80}{2842844,23} = 0,58,$$

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (4)$$

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = \frac{3898,11}{\sqrt{3898,11^2 + 2282,26^2}} = \frac{3898,11}{4517,07} = 0,86.$$

Посчитан коэффициент загрузки (нагрузки) K_3 трансформатора ТМ-3200/35-У1:

$$K_3 = \frac{W_a}{S_H \cdot T_n \cdot \cos \varphi_{\text{ср}}}, \quad (5)$$

$$K_3 = \frac{2842844,23}{3200 \cdot 8760 \cdot 0,86} = 0,12,$$

где T_n – полное число часов работы трансформатора, равно 8760 ч.

Посчитаны потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе ТМ-3200/35-У1:

$$\Delta W_a = \Delta P_{xx} \cdot T_n + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot T_n, \quad (6)$$

$$\Delta W_a = 11,5 \cdot 8760 + 37 \cdot 0,12^2 \cdot 8760 = 105407,33 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_p = \Delta Q_{xx} \cdot T_n + \Delta Q_{кз} \cdot K_3^2 \cdot T_n, \quad (7)$$

$$\Delta W_p = 144 \cdot 8760 + 220,8 \cdot 0,12^2 \cdot 8760 = 1289292,6 \text{ квар} \cdot \text{ч},$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода (потери в стали) трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания (потери активной мощности в меди обмоток) трансформатора при номинальной нагрузке, кВт;

$T_{раб}$ - число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой, равно 8760 ч.

В этой же последовательности рассчитаны потери электроэнергии в трансформаторе ТМ-4000/35-У1 и в параллельно работающих трансформаторах. Все расчетные данные занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные данные

Вариант	ΔQ_{xx} , квар	$\Delta Q_{кз}$, квар	K_3	ΔW_a , кВт · ч	ΔW_p , квар · ч
ТМ-3200/35-У1	144,00	220,80	0,12	105407,33	1289292,60
ТМ-4000/35-У1	40,00	300,00	0,09	61069,03	371686,80
параллельно работающие трансформаторы	184,00	520,80	0,05	160975,95	1623245,52

Величина экономии электроэнергии ΔW определена как разность потерь $\Delta W_{ат}$ активной энергии в двух параллельно работающих

трансформаторах и аналогичных потерь активной энергии ΔW_{aT1} (ΔW_{aT2}) в заменяющем трансформаторе. При этом потери активной энергии в обоих вариантах определены:

$$\Delta W = \Delta W_{aT} - \Delta W_{aTn}, \quad (8)$$

$$\Delta W = 160975,95 - 105407,33 = 55568,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 55,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W = 160975,95 - 61069,03 = 99906,92 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 99,90 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитана экономия электроэнергии при снижении активных потерь электроэнергии:

$$C = \Delta W \cdot C_{\text{ст}}, \quad (9)$$

$$C = 55,57 \cdot 2966,6 = 164853,96 \text{ руб},$$

$$C = 99,90 \cdot 2966,6 = 296363,34 \text{ руб},$$

где $C_{\text{ст}}$ – среднегодовая стоимость (тариф) электроэнергии, равная 2966,6 руб./МВт·ч.

Вывод. Результаты расчетов потерь электроэнергии на ПС 35/6 «Яблоневская» показывают, что если вместо параллельно работающих трансформаторов будет оставлен ТМ-3200/35-У1 (Т-1), то величина экономии электроэнергии составит 55,57 МВт·ч, в денежном эквиваленте - 164853,96 руб.

Если же оставить трансформатор ТМ-4000/35-У1 (Т-2), то величина экономии электроэнергии составит 99,90 МВт·ч, в денежном эквиваленте - 296363,34 руб.

Следовательно, по результатам расчетов потерь электроэнергии на ПС 35/6 «Яблоневская» целесообразно оставить трансформатор ТМ-4000/35-У1 (Т-2).

3 Проверка трансформатора на загруженность

После расчета потерь электроэнергии на ПС 35/6 кВ «Яблоневская» по фактическим нагрузкам подстанции построены графики суточного и годового потребления электроэнергии, и проверен трансформатор ТМ-4000/35-У1 на загруженность.

Исходные данные потребителей ПС 35/6 кВ «Яблоневская» представлены в таблицах 4 и 5. В таблице 5 занесены фактические данные, которые были сняты через каждые четыре часа.

Таблица 4 – Данные по нагрузкам потребителей

Потребитель	$\cos\varphi$ потребителей	Максимальная мощность потребителей P_{max} , кВт	Категория потребителей
ЗАО «ЖСМ»	0,93	92,1	3
ООО «Энергохолдинг»			3
АО «ССК»			3

Таблица 5 – Потребление электроэнергии за сутки

T, ч	I, А	P, кВт	S, кВА
0	4,0	24.5	26.4
4	12,0	73.6	79.2
8	15,0	92.1	99.0
12	15,0	92.1	99.0
16	11,0	67.5	72.6
20	8,0	49.1	52.8
24	4,0	24.5	26.4

Напряжение на СШ равно 6,6 кВ.

При помощи фактических данных по таблице 5 построен упрощенный суточный график нагрузки в процентном соотношении (рисунок 5).

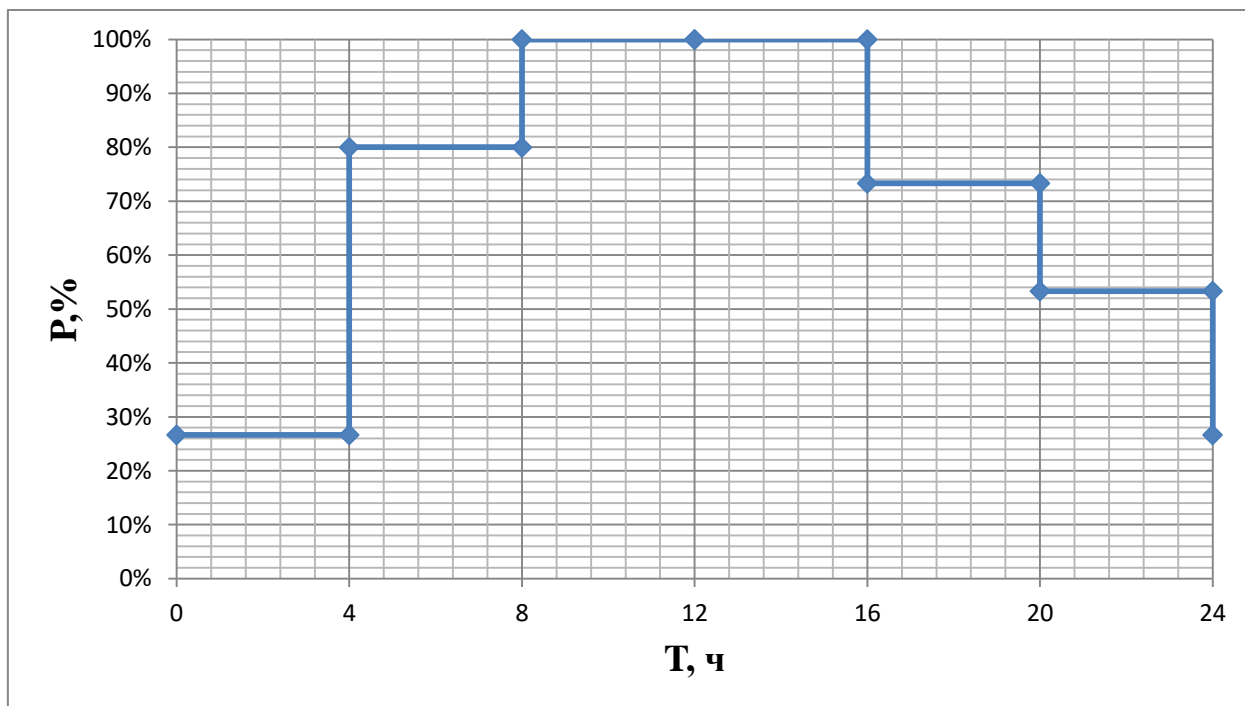


Рисунок 5 – Упрощенный суточный график нагрузки

«На суточном графике заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P_{max} , которая соответствует 100% максимальной ступени для суточного графика. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графику определяются пропорционально в виде $P_{in}(t)$. Для нашего графика нагрузки $P_{max} = 92.1$ кВт.

С использованием заданного значения коэффициента мощности потребителей график активной мощности преобразуется в график полной мощности:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\varphi}, \quad (10)$$

$$S_{max}(t) = \frac{P_{max}(t)}{\cos\varphi} = \frac{92.1}{0,93} = 99,0 \text{ кВА},$$

где $S_{in}(t)$ – полная мощность n-ступени, кВА;

$P_{in}(t)$ – активная мощность n-ступени, кВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности 0,93.

Далее рассчитана полная мощность для всех остальных ступеней, представленных на суточном графике (рисунок 5), для этого решаем пропорцию:

$$\begin{aligned} 99,0 \text{ кВА} & - 100 \%, \\ S_{1ст} & - 27 \%, \\ S_{1ст} & = \frac{99,0 \cdot 27}{100} = 26.4 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Аналогично рассчитаны остальные ступени» [13], и полученные данные занесены в таблицу 5:

$$\begin{aligned} S_{2ст} & - 80\%, \text{ следовательно } S_{2ст} = \frac{99,0 \cdot 80}{100} = 79.2 \text{ кВА}, \\ S_{3ст} & - 100\%, \text{ следовательно } S_{3ст} = 99,0 \text{ кВА}, \\ S_{4ст} & - 73\%, \text{ следовательно } S_{4ст} = \frac{99,0 \cdot 73}{100} = 72.6 \text{ кВА}, \\ S_{5ст} & - 53\%, \text{ следовательно } S_{5ст} = \frac{99,0 \cdot 53}{100} = 52.8 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Все рассчитанные значения и номинальную полную мощность трансформатора $S_{ном} = 4000$ кВА показаны на графиках, на рисунках 6-7.

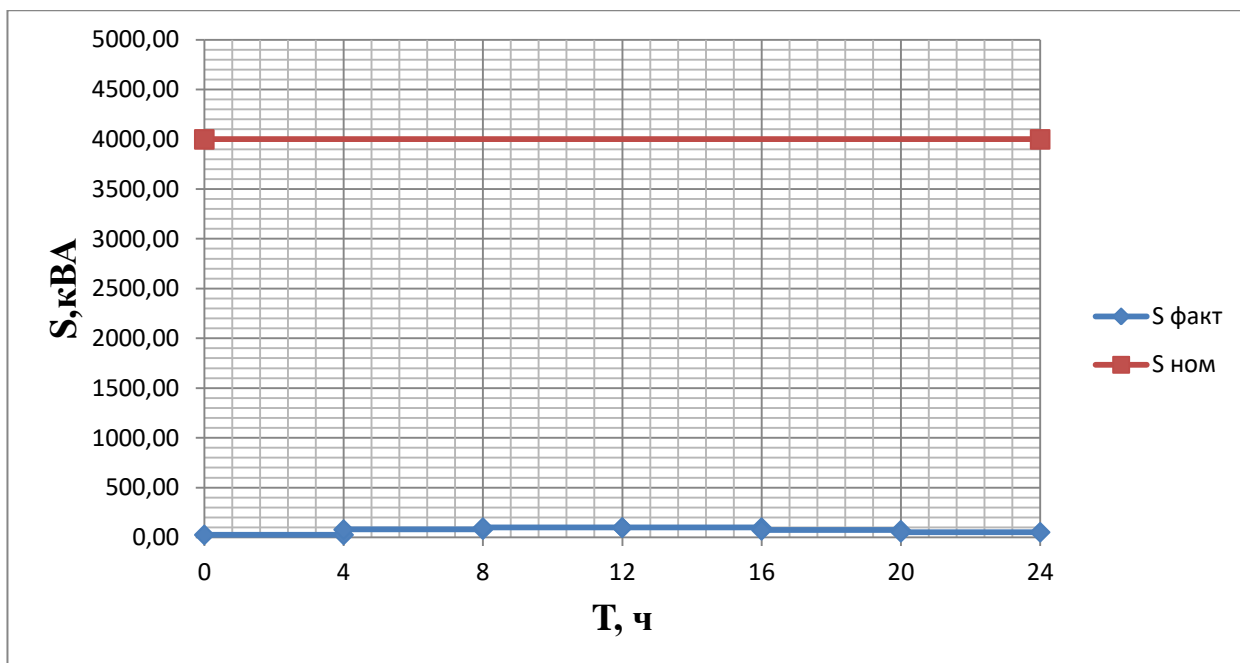


Рисунок 6 – Суточный график полной мощности

По фактическим данным из таблицы 6 построен годовой график потребления электроэнергии. Выкупленная мощность потребителей за 2020 составляет 1998,2 кВА, данные представлены группой баланса учета электроэнергии Жигулевского РЭС.

Таблица 6 – Фактические данные полной мощности

Месяц	$S_{\text{ном тр}}$, кВА	$S_{\text{выкуп}}$, кВА	$S_{\text{факт}}$, кВА
Январь	4000,0	1998,2	394,4
Февраль			384,9
Март			385,19
Апрель			365,5
Май			300,9
Июнь			148,6
Июль			234,9
Август			212,3
Сентябрь			262,1
Октябрь			378,9
Ноябрь			448,0
Декабрь			435,1

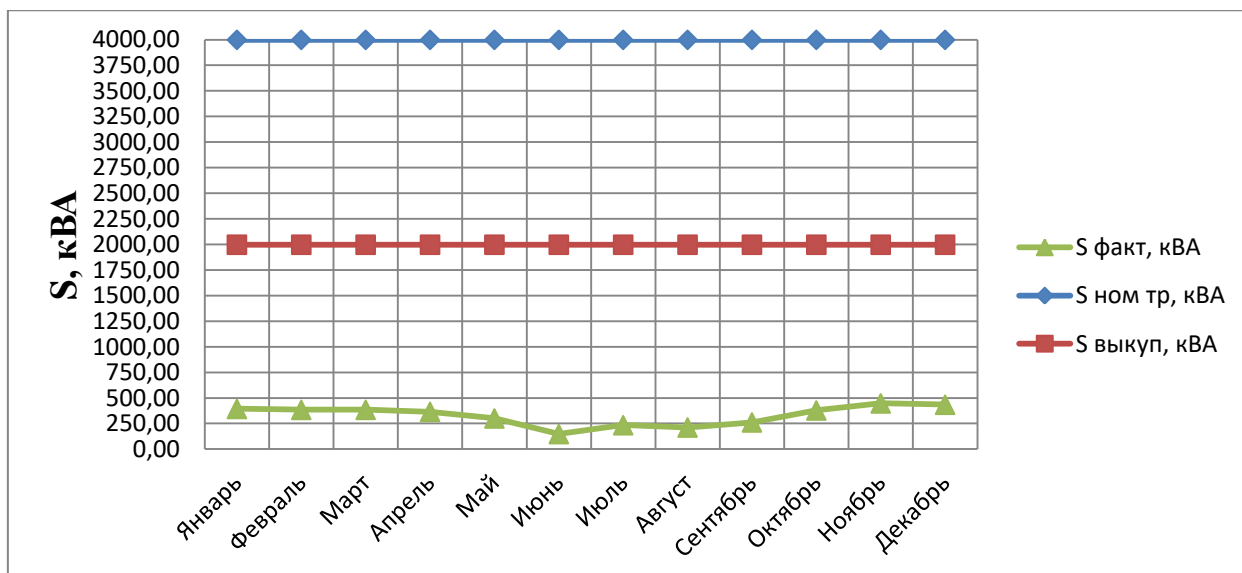


Рисунок 7 – Годовой график полной мощности

«С учетом 3-й категории потребителей для обеспечения надежности питания достаточно одного трансформатора ТМ-4000/35-У1 на ПС 35/6 «Яблоневская». Срок, на которой может быть прекращено электроснабжение потребителей 3 категории надежности – не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно» [2].

Вывод. Таким образом, если перевести всю нагрузку (выкупленную мощность потребителей) на трансформатор ТМ-4000/35-У1, то трансформатор будет загружен на 50%.

4 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов трехфазного КЗ необходим для выбора и проверки электрического оборудования, кабеля и расчет уставок устройств РЗА.» [13].

Расчет КЗ при номинальном напряжении выше 1000 В ведется в относительных единицах (далее о.е.). В случае КЗ на стороне выше 1 кВ можно пренебречь активными сопротивлениями.

Трансформатор ТМ-4000/35-У1. «Соответствующая эквивалентная схема будет иметь вид, представленный на рисунке 8. По исходным данным, мощность КЗ системы $S_k = 2500$ МВА. Воздушная линия длиной $l = 21$ км с удельным индуктивным сопротивлением $X_{уд} = 0,4$ Ом/км» [13].

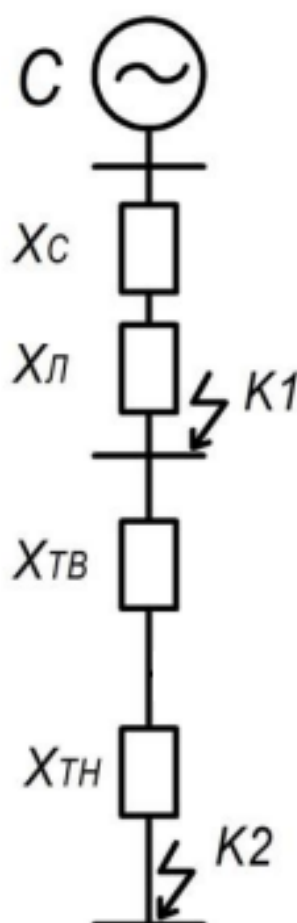


Рисунок 8 – Эквивалентная схема замещения

Технические параметры трансформаторов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические параметры трансформатора ТМ-4000/35-У1

Тип	$S_{\text{НОМТ}}$ МВА	Каталожные данные				
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{к}}$, %	$P_{\text{к}}$, кВт	$P_{\text{х}}$, кВт
		ВН	НН	ВН-НН		
ТМ-4000/35-У1	4	37	6,3	7,5	33,5	6,7

Базисное значение мощности $S_{\text{б}} = 1000$ МВА, среднее напряжение в месте установки данного элемента $U_{\text{ср}} = 37$ кВ, в точке К1 на стороне ВН $U_{\text{ср}} = U_{\text{б}} = 37$ кВ, а на стороне низкого напряжения (далее НН) в точке К2 базисное напряжение $U_{\text{б}} = 6,3$ кВ [4].

Рассчитано сопротивление системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{к}}}, \quad (11)$$

$$x_{*б,с} = \frac{1000}{2500} = 0,4.$$

Рассчитано сопротивление воздушной линии:

$$x_{*б,л} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (12)$$

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot 21 \cdot \frac{1000}{37^2} = 6,13.$$

Определено сопротивление трансформатора:

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{\text{к.в}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМТ}}}, \quad (13)$$

$$x_{*б,ТВ} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,47,$$

$$U_{\text{к.в}\%} = u_{\text{к}} - 0,25 \cdot u_{\text{к}}, \quad (14)$$

$$U_{к.в\%} = 7,5 - 0,25 \cdot 7,5 = 5,62 \%,$$

$$x_{*6,ТН} = \frac{U_{к.н\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ}}, \quad (15)$$

$$x_{*6,ТН} = \frac{3,75}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 9,37,$$

$$U_{к.н\%} = 0,5 \cdot u_{к}, \quad (16)$$

$$U_{к.н\%} = 0,5 \cdot 7,5 = 3,75 \%.$$

Далее произведен расчет КЗ в точке К1, результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,с} + x_{*6,л}, \quad (17)$$

$$x_{*рез(6)} = 0,4 + 6,13 = 6,53.$$

«Определен базисный ток в точке К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (18)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}.$$

Рассчитано начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К1:

$$I_{п,ок1} = \frac{E_{*6}''}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6, \quad (19)$$

$$I_{п,ок1} = \frac{1}{6,53} \cdot 15,6 = 2,39 \text{ кА},$$

где E_{*6}'' - среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, равное 1 о. е.

Посчитан ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд}, \quad (20)$$
$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 2,39 \cdot 1,608 = 5,43 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, равный 1,6.

Далее рассчитаны токи КЗ на стороне НН.

Определено результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,тв} + x_{*б,тн}, \quad (21)$$
$$x_{*рез(б)} = 0,4 + 6,13 + 0,47 + 9,37 = 16,4.$$

Рассчитан базисный ток в точке К2:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (22)$$
$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

Посчитано начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{п,оК2} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б, \quad (23)$$
$$I_{п,оК2} = \frac{1}{16,4} \cdot 91,6 = 5,58 \text{ кА}.$$

Определен ударный ток КЗ в точке К2» [4]:

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд}, \quad (24)$$

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot 5,58 \cdot 1,608 = 12,6 \text{ кА.}$$

Полученные данные сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчетные значения токов КЗ

Задание	Ответ
$I_{п,оК1}$ в точке К1	2,39 кА
$I_{п,оК2}$ в точке К2	5,43 кА
$i_{удК1}$ в точке К1	5,58 кА
$i_{удК2}$ в точке К2	12,6 кА

Вывод. Рассчитаны токи КЗ при номинальном напряжении выше 1000 В. В точках К1, К2 для дальнейшего выбора электрооборудования на стороне 6 кВ, кабеля и расчета уставок РЗА.

5 Выбор электрооборудования на стороне 6 кВ

«Самарский завод «Электрощит» - электротехническое предприятие в Самаре» [10]. Предприятие производит электротехническое оборудование:

- комплектные распределительные устройства (далее КРУ);
- ОРУ и ЗРУ;
- комплектные трансформаторные подстанции;
- открытые и закрытые электроподстанции;
- силовые и измерительные трансформаторы;
- автоматические выключатели;
- вакуумные выключатели (далее ВВ).

Также «компания занимается проектированием, производством и поставкой электротехнического оборудования, монтажом и пусконаладочной работой, сервисом, гарантийным и постгарантийным обслуживанием» [10]. На протяжении многих лет АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» является рекомендованным поставщиком электротехнического оборудования в ПАО «Россети».

В ПАО «Россети» при реконструкции ПС ВМ 6-10 кВ заменяются на ВВ 6-10 кВ, поэтому выбрано КРУ-СЭЩ-70 10 кВ «со встроенным оборудованием:

- вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6;
- трансформаторы собственных нужд ТЛС-СЭЩ;
- ограничители перенапряжений ОПН-П-10» [13].

«КРУ СЭЩ-70 (рисунок 9) предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с номинальными значениями напряжения 6-10 кВ на номинальные токи » [3] до 4000 А [17].



Рисунок 9 - КРУ СЭЩ-70

«КРУ СЭЩ-70 применяется для комплектования распределительных устройств подстанций различного назначения, в том числе, сетевых подстанций, подстанций для объектов промышленности, подстанций нефтепромыслов, подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей, а также в системе собственных нужд тепловых станций (рисунок 10). Шкафы предназначены для работы внутри помещения» [3].



Рисунок 10 – Область применения КРУ СЭЩ-70

5.1 Проверка выключателя

Произведена проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-10 кВ. Характеристики выключателя ВВУ-СЭЩ-10 кВ представлены в таблице 9. Трехфазное КЗ в точке К2 имеет следующие значения: $I_{п,оК2} = 5,43$ кА и $i_{удК2} = 12,6$ кА.

Таблица 9 – Характеристики выключателя ВВУ-СЭЩ

Каталожные данные ВВУ-СЭЩ 70 10 кВ	
Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	10
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	1000
Начальное действующее значение периодической составляющей тока, $I_{пр.с}$, кА	20
Ток электродинамической стойкости, $i_{эл.дин.ст.}$, кА	51

Продолжение таблицы 9

Наибольший пик тока включения, $i_{\text{вкл.норм}}$, кА	51
Начальное действующее значение периодической составляющей, $I_{\text{вкл.норм}}$, кА	20
Номинальный ток отключения, действующее значение в момент размыкания контактов. $I_{\text{откл.норм}}$, кА	20
Нормированное процентное содержание апериодического составляющей, $\beta_{\text{норм}}$, %	40
Ток термической стойкости, I_T , кА	20
Собственное время отключения выключателя, $t_{\text{св}}$, с	0,03

Произведена проверка выключателя по следующим условиям (25-42).

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (25)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ},$$

где $U_{\text{сет.ном}}$ – номинальное напряжение сети, равное 6 кВ.

По номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (26)$$

$$539,50 \leq 1000,$$

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (27)$$

$$385,35 \leq 1000,$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3}U_{\text{сет.ном}}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 385,35 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3}U_{\text{сет.ном}}}, \quad (29)$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 539,50 \text{ А}.$$

По отключающей способности:

- на симметричный ток отключения:

$$I_{п,τ} = I_{п,оК2} \leq I_{откл.ном}, \quad (30)$$
$$5,43 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

- на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}, \quad (31)$$

$$12,1 \text{ кА} \leq 28,3 \text{ кА},$$

$$i_{а,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}/100) \cdot I_{откл.ном}, \quad (32)$$

$$i_{а,ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 50 = 28,3 \text{ кА},$$

$$\tau = t_{рз} + t_{св}, \quad (33)$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с},$$

$$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (34)$$

$$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot 5,43 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 12,1 \text{ кА},$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, равное 0,01 с,

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,02 с,

- по включающей способности:

$$I_{п,оК2} \leq I_{вкл.норм}, \quad (35)$$

$$5,43 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА},$$

$$i_{удК2} \leq i_{вкл.норм}, \quad (36)$$

$$12,6 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

По предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,оКЗ} \leq I_{пр.с}, \quad (37)$$

$$5,43 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{удКЗ} \leq i_{эл.дин.ст}, \quad (38)$$

$$12,6 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (39)$$

$$2,35 \cdot 10^6 \leq 24 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл}, \quad (40)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

$$W_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (41)$$

$$W_k = (5,43 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 2,35 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 24 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}. \quad (42)$$

Выбранный выключатель соответствует всем условиям проверки.

5.2 Проверка трансформатора тока и трансформатора напряжения

«Произведена проверка трансформатора тока (далее ТТ) ТОЛ-СЭЩ-10 кВ и трансформатора напряжения (далее ТН) ЗНОЛ-СЭЩ-6 кВ. ТН обеспечивает питание приборов учета электроэнергии и контрольно-измерительной аппаратуры. К ТН будут подключаться вольтметр и счётчики электроэнергии» [13] для систем АСКУЭ [18]. Справочные данные ТН: номинальное напряжение 6 кВ; номинальная мощность в классе точности 0,5S – $S_{ном} = 30 \text{ ВА}$.

Проверен трансформатор по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (43)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, которая равна суммарной мощности всех трех фаз.

Так как ТН ЗНОЛ однофазный, соединенный в звезду, то номинальная мощность его для трех фаз рассчитана как

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 30 = 90 \text{ ВА.}$$

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (44)$$

Расчет вторичной нагрузки представим в табличной форме (таблица 10).

Таблица 10 – Расчет вторичной нагрузки ТН

Прибор	Тип приборов	Потребляемая мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	n	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э8030-М1	2	1	0	1	2	0
Счетчик ЭЭ	СЭТ – 4ТМ.03М.01	1,0	1,0	0	9	9,0	0

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{11^2 + 0^2} = 11,03 \text{ ВА,}$$

$$11,0 \text{ ВА} < 90,0 \text{ ВА.}$$

«Вторичная нагрузка не превышает номинальную мощность трансформатора, следовательно, установка дополнительного ТН не требуется» [13].

Параметры выбранного ТН сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Параметры выбранного трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В: ВН НН	6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА: $S_{2\Sigma}$ $S_{ном}$	11,0 90,0
Класс точности	0,5 S

«Далее проведена проверка ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 кВ. ТТ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного тока частотой 50 или 60 Гц, класс напряжения до 10 кВ. Класс точности 0,5S. Паспортные данные приведены в таблице 12» [13].

Таблица 12 – Паспортные данные ТТ

Каталожные данные ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 кВ	
Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	10,0
Номинальный ток первичной обмотки, $I_{1ном}$, А	400,0
Номинальный ток вторичной обмотки, $I_{2ном}$, А	5,0
Ток термической стойкости, I_T , кА	40,0
Длительность протекания тока термической стойкости, t_T , с	1,0
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, S_2 , ВА	50,0
Ток электродинамической стойкости, $i_{дин}$, кА	100,0

Произведена проверка ТТ по следующим условиям (45-58).

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (45)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

По номинальному рабочему току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}, \quad (46)$$

$$385,35 \text{ А} \leq 400 \text{ А,}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{номТТ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 385,35 \text{ А.}$$

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{удк2}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (48)$$

$$12,6 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА.}$$

По термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \quad (49)$$

$$2,65 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \leq 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (50)$$

$$B_{\text{к}} = (5,43 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 2,65 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с,}$$

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.} \quad (51)$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (52)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (53)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\text{ном}} \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (54)$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов.

В данном случае к трансформатору тока подключены счетчики ЭЭ СЭТ – 4ТМ.03М.01 с нагрузкой 1 ВА. Определено сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (55)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}.$$

Рассчитано сопротивление проводов $R_{\text{пр}}$:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (56)$$

$$R_{\text{пр}} \leq 2 - 0,04 - 0,1 = 1,86 \text{ Ом}.$$

Рассчитано сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (57)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 8,7}{1,86} = 0,081 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление провода с медными жилами, равное $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

l_p – расчетная длина проводов, равное 8,7 м.

Расчетная длина провода зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатора. В данной работе используется присоединение в неполную звезду. При таком соединении расчетная длина провода рассчитана по следующей формуле:

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l, \quad (58)$$

$$l_p = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,7 \text{ м},$$

где l - длина соединительных проводов до приборов для РУ 6 кВ, равная 5 м.

Так как по условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, следовательно, $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

5.3 Выбор оперативного тока

«Для нормальной работы приборов и аппаратов управления и сигнализации, а также для питания оперативных цепей РЗА необходим источник оперативного тока. Используют постоянный, выпрямленный и переменный оперативный ток» [13].

Источником оперативного постоянного тока служит аккумуляторная батарея, а источником переменного оперативного тока - ТСН.

«На ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока напряжением 220 В. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах. Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35-220/6(10) и 110-

220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне ВН, когда выключатели СН и НН с пружинными приводами. Выпрямленный оперативный ток используется на 35-220/6(10) и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне ВН, когда выключатели СН и НН оснащены электромагнитными приводами» [13].

5.4 Выбор трансформатора собственных нужд подстанции

На ПС 35/6 «Яблоневская» приемниками энергии системы собственных нужд являются:

- оперативные цепи переменного и выпрямленного тока;
- устройства оперативной связи и телемеханики;
- устройства обогрева;
- сеть освещения на ПС;
- устройства системы управления, РЗА;
- счетчики.

«Питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленного ТСН.

ТСН небольшой мощности (до 40, реже 63 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ 6 (10) кВ, для их подключения предусматривают ячейки с предохранителями (выключателями) и кабельными вводами. ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ 6 (10) кВ.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются как правило к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Данные собственных нужд приведены в таблице 13» [13].

Таблица 13 – Данные собственных нужд

Наименование потребителей	Мощность, кВт
Оперативные цепи переменного и выпрямленного тока	9,00
Устройства оперативной связи и телемеханики	10,70
Устройства обогрева	4,50
Сеть освещения	5,00
Счетчики	4,00
Итого:	33,20
С учетом коэффициента загрузки:	0,70
Всего:	23,24

Исходя из полученной мощности в таблице 13, выбран ТСН ТЛС(3)-СЭЩ 25/6.

Вывод. Выбрано КРУ-СЭЩ-70 на стороне 6 кВ ПС 35/6 кВ «Яблоневская». Оборудование соответствует требуемым параметрам.

6 Выбор кабельной линии 6 кВ

Резервное питание потребителей ПС 35/6 кВ «Яблоневская» осуществляется по КЛ 6 кВ, соединяющей ячейку №27 ПС 110/6 кВ «Цементная» с ячейкой №2 ЗРУ 6 кВ ПС 35/6 кВ «Яблоневская».

В настоящее время проложен кабель АСБ 3×120, который подлежит замене, так как превышен срок эксплуатации. КЛ была проложена в траншее в 60-ых годах (рисунок 11).

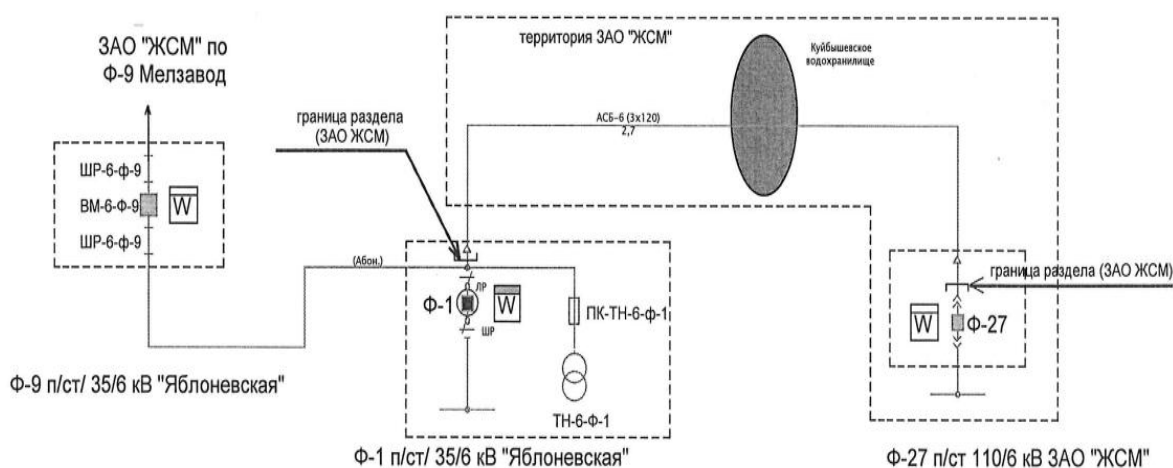


Рисунок 11 – КЛ 6 кВ фидер №1

Кабель АСБ 3×120 целесообразно заменить современным трёхжильным кабелем марки ПвБП с изоляцией из сшитого полиэтилена. Этот кабель с медными «жилами, изолированными пероксидносшиваемым полиэтиленом, с внутренней оболочкой из ПВХ-пластиката, с бронёй из двух стальных оцинкованных лент и оболочкой из полиэтилена.

Предварительный выбор сечений жил кабелей в соответствии с ПУЭ осуществляется по допустимому нагреву. Для этого» [12] определены следующие параметры (59-63).

Расчётный ток в линии:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{сет.ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{сет.ном}}}, \quad (59)$$
$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3898,11^2 + 2282,26^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = \frac{4517,07}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 217,58 \text{ А},$$

где n - количество КЛ, по которым осуществляется электроснабжение объекта с полной мощностью $S_{\text{НАГР}}$ при номинальном напряжении $U_{\text{НОМ}}$, равное 2.

Ток в линии при аварийном режиме:

$$I_{\text{АР}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (60)$$
$$I_{\text{АР}} = \frac{4517,07}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 435,17 \text{ А},$$

Длительно допустимая токовая нагрузка:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{АР}}}{k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k'}, \quad (61)$$
$$I_{\text{доп}} = \frac{435,17}{1,13 \cdot 0,93 \cdot 0,9} = 460,1 \text{ А},$$

где $k_{\text{пер}}$ - коэффициент перегрузки, равный 1,13;

$k_{\text{сн}}$ - коэффициент снижения, равный 0,93;

k - поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле, равный 0,9.

По данным расчетам выбран кабель ПвБбШв-3×240.

Проведена проверка кабельной линии длиной $l=2700$ м по потере напряжения в нормальном и аварийном режимах:

$$\Delta U_{\text{H}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi)}{1000 \cdot U_{\text{сет.ном}}}, \quad (62)$$

$$\Delta U_{\text{H}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 217,58 \cdot 2700 \cdot (0,077 \cdot 0,86 + 0,071 \cdot 0,51)}{1000 \cdot 6000} = 0,008 \%,$$

$$\Delta U_{\text{AP}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{AP}} \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi)}{1000 \cdot U_{\text{сет.ном}}}, \quad (63)$$

$$\Delta U_{\text{AP}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 435,17 \cdot 2700 \cdot (0,077 \cdot 0,86 + 0,071 \cdot 0,51)}{1000 \cdot 6000} = 0,12 \%,$$

где $r_{\text{уд}}$ – активно сопротивление медной жилы при 20 °С, равное $0,077$ Ом/км,

$x_{\text{уд}}$ – реактивное сопротивление, равное $0,071$ Ом/км.

Вывод. Произведен выбор марки и сечения кабеля ПвБбШв-3×240 по допустимому нагреву. Определены значения падения напряжения в нормальном и аварийном режимах, которые соответствуют требуемым нормам.

7 Расчет уставок релейной защиты и автоматики

РЗА – основное звено противоаварийного управления, обеспечивающие быстрое, точное определение и отключение поврежденного участка.

Аварийные режимы чаще всего происходят из-за КЗ. КЗ приводит к возгоранию, пожару в электрической цепи, так как при КЗ происходит резкое возрастание силы тока, что приводит к значительному тепловыделению, согласно закону Джоуля - Ленца. В результате КЗ нарушается бесперебойное питание потребителей, и из-за КЗ выходит из строя электрооборудование.

У РЗА есть два основных назначения. Первым «основным назначением является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной части электрической установки или сети. Второе назначение РЗА заключается в том, что устройство выявляет нарушения нормальных режимов работы оборудования подачей предупредительных сигналов обслуживающему (или оперативному) персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени» [1].

«В обмотках трансформатора могут возникать КЗ между фазами, одной или двух на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях могут возникать КЗ между фазами и на землю» [1].

«Защита трансформатора должна выполнять следующие функции:

- отключать трансформатор при его повреждениях от всех источников питания;
- отключать трансформатор от поврежденной части электроустановок при прохождении через него сверхтоков в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежных линий электропередачи или оборудования и отказах защит или выключателей;

- подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу ПС при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Для защиты трансформатора при их повреждении и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты:

- дифференциальная – для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов» [1];
- «ТО – для защиты трансформатора при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;
- газовая – для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;
- МТЗ – защита от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении, как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов;
- от перегрузки.

Как правило, на трансформаторах мощностью менее 6300 кВА, работающих одиночно, вместо сложной дифференциальной защиты устанавливается ТО. ТО устанавливается со стороны источника питания и выполняется при помощи реле тока типа РТ-40 или РТ-80» [1]. Действие токовой отсечки трансформатора основано на отключении выключателей со стороны источника питания [20].

Рассчитан первичный номинальный ток для ТТ [5]:

$$I_{н.ВН} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ВН}}, \quad (64)$$

$$I_{н.ВН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 62,5 \text{ А.}$$

Следовательно, коэффициент трансформации тока:

$$n_{\text{тт}} = \frac{75}{5}.$$

Вторичные обмотки ТТ выполнены по схеме «полная звезда».

Чтобы ТО срабатывала селективно, нужно отстраивать ее от токов КЗ за трансформатором, то есть на стороне 6 кВ. Также нужно обеспечить, чтобы ТО не срабатывала во время бросков тока намагничивания. Уставка срабатывания ТО должна выбираться больше тока трехфазного КЗ на стороне 6 кВ. Зона действия ТО охватывает: питающую ВЛ 35 кВ до силового трансформатора и часть обмоток трансформатора. Данные для расчета взяты из раздела 4.

Рассчитан первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з1}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.мах.нн}}^{(3)} \quad (65)$$
$$I_{\text{с.з1}} = 1,3 \cdot 5,43 = 7,06 \text{ кА},$$

где $I_{\text{кз.мах.нн}}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ со стороны 6 кВ, равный 5,43 кА,

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент надежности отстройки для реле РТ-40, равный 1,3-1,4.

Определен бросок тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с.з2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{н.нн}} \cdot K_{\text{бр}}, \quad (66)$$
$$I_{\text{с.з2}} = 1,3 \cdot 367,0 \cdot 5 = 2385,5 \text{ А} = 2,38 \text{ кА},$$

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.нн}}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{н.нн}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 367,0 \text{ А},$$

$K_{\text{бр}}$ – коэффициент броска тока намагничивания, равный 5.

За расчетный ток принят наибольший ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з1} > I_{с.з2},$$
$$7,06 \text{ кА} > 2,38 \text{ кА}.$$

Рассчитан ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_{тт}}, \quad (68)$$
$$I_{с.р} = \frac{7,06 \cdot 10^3 \cdot 1}{75/5} = 470,6 \text{ А},$$

где $K_{сх} = 1$ – вторичные обмотки трансформатора тока, выполнены по схеме «полная звезда».

Определен коэффициент чувствительности защиты для случая двухфазного КЗ для схемы трехрелейного исполнения:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз.min}^{(3)}}{2 \cdot n_{тт} \cdot I_{с.р}}, \quad (69)$$
$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,43 \cdot 10^3}{2 \cdot 75/5 \cdot 470,6} = 0,66,$$
$$0,66 < 2.$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, что не соответствует требованиям ПУЭ (раздел 3.2.21 пункт 8).

«Защита трансформатора от сверхтоков является резервной, предназначенная для отключения его от источника питания как при повреждении самого трансформатора и отказе основных защит, так и при повреждениях смежного оборудования и отказов их защиты или

выключателей. При отсутствии специальной защиты шин защита трансформатора от сверхтоков осуществляет также защиту этих шин» [1].

Рассчитан первичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп} \cdot I_{н.ВН}}{K_B}, \quad (70)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,3 \cdot 2,5 \cdot 62,5}{0,8} = 253,9 \text{ А},$$

где K_B – коэффициент возврата, равный 0,8;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, равный 2,5.

Определен ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_{тт}}, \quad (71)$$

$$I_{с.р} \frac{253,9 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 29,4 \text{ А}.$$

Проверена защита на чувствительность к двухфазным КЗ на стороне 6 кВ:

$$K_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)'}}{I_{с.з}}, \quad (72)$$

$$K_{ч} = \frac{180,7}{253,9} = 0,71,$$

$$I_{min}^{(2)'} = \frac{I_{min}^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot n_{тт}}, \quad (73)$$

$$I_{min}^{(2)'} = \frac{4,69 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 75/5} = 180,7 \text{ А},$$

$$I_{min}^{(2)} = I_{кз.мах.НН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad (74)$$

$$I_{min}^{(2)} = 5,43 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4,69 \text{ кА},$$

где $I_{min}^{(2)'} -$ двухфазное КЗ на стороне низкого напряжения, приведенное к стороне высокого напряжения;

$I_{min}^{(2)}$ - двухфазное КЗ на стороне низкого напряжения.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности МТЗ должен быть больше 1,5 в основной зоне защиты.

$$0,71 < 1,5.$$

Т.к. $0,71 < 1,5$, то устанавливается МТЗ с пуском по напряжению.

Выбран ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{н.ВН}}{K_B}, \quad (75)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,3 \cdot 62,5}{0,8} = 101,6 \text{ А}.$$

Определено напряжение срабатывания защиты:

$$U_{сз} = 0,5 \cdot U_{НОМ}, \quad (76)$$

$$U_{сз} = 0,5 \cdot 6 = 3,0 \text{ кВ},$$

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (77)$$

$$I_{с.р} = \frac{101,6 \cdot \sqrt{3}}{15} = 11,8 \text{ А},$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{n_{ТН}}, \quad (78)$$

$$U_{c.p} = \frac{3000}{\frac{6000}{100}} = 50 \text{ В},$$

где $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН.

Выбрано реле РТ40/20 с последовательным соединением катушек и пределом уставок 5,0-10,0 и выбрано реле РН 54/160 с пределом уставок 40-160.

«Для выполнении дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются ТТ со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки ТТ соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключаются токовое реле» [1].

Рассчитан ток небаланса:

$$I_{НБ} = I'_{НБ} + I''_{НБ} + I'''_{НБ}, \quad (79)$$

$$I_{НБ} = 239 + 0 + 0 = 239 \text{ А},$$

$$I'_{НБ} = k_{одн} \cdot k_{апер} \cdot \varepsilon \cdot I_{max}^{(3)'} \quad (80)$$

$$I'_{НБ} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2,39 = 239 \text{ А},$$

$$I''_{НБ} = \Delta U_{рпн*} \cdot I_{max}^{(3)'} \quad (81)$$

$$I''_{НБ} = 0 \cdot 239 = 0 \text{ А},$$

где $I'_{НБ}$ - ток небаланса из-за погрешностей ТТ;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности, равный 1;

$k_{апер}$ – коэффициент апериодической составляющей, равный 1;

ε - относительная погрешность ТТ, равная 0,1;

$I_{max}^{(3)'}$ - ток трехфазного КЗ со стороны 35 кВ, равный 2,39 кА;

$I''_{НБ}$ - составляющая, вызванная наличием тока намагничивания у силового трансформатора;

$\Delta U_{рпн*}$ - шаг регулирования напряжения под нагрузкой, равный 0;

$I''''_{\text{нб}}$ - ток небаланса из-за неточности компенсации токов в плечах защиты, равный 0.

Рассчитан первичный ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (82)$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 239 = 310,7 \text{ А.}$$

Дополнительные данные для расчета дифференциальной защиты занесены в таблицу 14.

Таблица 14 – Дополнительные данные

Параметр	ВН	НН
Первичный ток I_1 , А	62,5	367,0
Коэффициент трансформации ТТ $n_{\text{ТТ}}$	75/5	400/5
Схема соединения ТТ	Δ	Y
Вторичный ток I_2 , А	7,2	4,6

Рассчитаны вторичные токи:

$$I_{2\text{ВН}} = \frac{I_1 \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ1}}}, \quad (83)$$

$$I_{2\text{ВН}} = \frac{62,5 \cdot \sqrt{3}}{\frac{75}{5}} = 7,2 \text{ А,}$$

$$I_{2\text{НН}} = \frac{I_2 \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ2}}}, \quad (84)$$

$$I_{2\text{НН}} = \frac{367 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 4,6 \text{ А.}$$

Данные занесены в таблицу 14.

Рассчитан коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (85)$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{180,7}{310,7} = 0,58.$$

$K_{\text{ч}} < 2$, далее ведется расчет дифференциальной защиты на ДЗТ – 11.

Рассчитан ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{н.ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (86)$$
$$I_{\text{с.р}} = \frac{1,5 \cdot 62,5 \cdot \sqrt{3}}{\frac{75}{5}} = 13,6 \text{ А.}$$

Рассчитано число витков на неосновной стороне реле дифференциальной защиты:

$$\omega_{\text{неосн расч}} = \frac{F}{I_{\text{с.р}}}, \quad (87)$$
$$\omega_{\text{неосн расч}} = \frac{100}{13,6} = 7,35,$$
$$\omega_{\text{неосн ст}} = 7 \text{ ВИТКОВ,}$$

где F – стандартное значение, равное 100 А·витков.

Рассчитано число витков на основной стороне реле дифференциальной защиты:

$$\omega_{\text{осн расч}} = \frac{\omega_{\text{неосн расч}} \cdot I_{\text{Н.ВН}}}{I_{\text{Н.НН}}}, \quad (88)$$

$$\omega_{\text{осн расч}} = \frac{7,35 \cdot 62,5}{367} = 1,25,$$

$$\omega_{\text{осн ст}} = 1 \text{ ВИТОК.}$$

Определен ток через реле при минимальном двух фазном КЗ на стороне НН и коэффициент чувствительности:

$$I_{\text{рmin}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)'} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}}{n_{\text{тт}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{рmin}} = \frac{180,7 \cdot \frac{35}{6}}{\frac{75}{5}} = 87,8 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{рmin}} \cdot \omega_{\text{неосн расч}}}{100}, \quad (90)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{87,8 \cdot 7}{100} = 6.$$

ДЗТ-11 по чувствительности проходит, т.к. $K_{\text{ч}} > 2$.

«Применение газовой защиты для трансформатора 4000 кВА при наличии дифференциальной защиты допускается, но не является обязательной.

С целью защиты от замыканий внутри бака силового трансформатора, которые сопровождаются выделением газа, устанавливаются газовые реле. Они располагаются между баком трансформатора и расширителем, выполняются двухступенчатыми, действуют на сигнал и отключение» [1].

Уставка реле ВФ80/Q по скорости потока масла равна 0,65 м/с.

«Перегрузка трансформатора обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы. Защита действует на сигнал.

На двухобмоточном трансформаторе защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания» [1].

Рассчитаны уставки защиты от перегрузки:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}, \quad (91)$$

$$I_{сз} = \frac{1,3}{0,8} \cdot 62,5 = 101,56 \text{ А},$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{тт}}, \quad (92)$$

$$I_{ср} = \frac{101,56 \cdot \sqrt{3}}{\frac{75}{5}} = 11,71 \text{ А}.$$

Защита от перегрузки на стороне 35 кВ действует на сигнал.

Устройство АВР должно предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя.

В качестве пускового органа напряжения выступает максимальное реле напряжения. «Выбирая напряжение срабатывания максимального реле напряжения, которое выполняет функцию контроля напряжения на резервном источнике, должно выбираться из условия отстройки от минимального рабочего напряжения» [1]. Посчитано первичное напряжение максимального реле напряжения:

$$U_{с.р.пер.мах} = 0,6 \cdot U_{ном}, \quad (93)$$

$$U_{с.р.пер.мах} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ В}.$$

Посчитано вторичное напряжение максимального реле напряжения:

$$U_{\text{с.р.вт.мах}} = \frac{U_{\text{с.р.пер.мах}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (94)$$

$$U_{\text{с.р.вт.мах}} = \frac{3600}{\frac{6000}{100}} = 60 \text{ В.}$$

Время срабатывания АВР в Жигулевском ПО стандартное для всех ПС, которое равно 9 с. В рамках проектирования реконструкции замена реле не требуется, поэтому оставляем действующие реле РН-53/200 и ЭВ-133.

Вывод. Рассчитаны новые уставки РЗА для трансформатора ТМ-4000/35-У1.

Произведен расчет дифференциальной защиты и выбрано реле ДЗТ-11 с коэффициентом чувствительности больше 1,5 ($K_{\text{ч}}=6$).

Для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении, как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов, выбрано МТЗ с пуском по напряжению: реле РТ40/20 и реле РН 54/160. Ток и напряжение срабатывания реле равно 11,8 А и 50 В, соответственно.

Рассчитан ток срабатывания для защиты от перегрузки, который равен 11,71 А. Для газовой защиты остается реле ВФ80/Q с уставкой по скорости потока масла 0,65 м/с.

При понижении напряжения на СШ 6 кВ менее 3,6 кВ время срабатывания АВР с использованием реле РН-53/200 и ЭВ-133 составит 9 с.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра для ПС 35/6 кВ «Яблоневская» произведен расчет потерь электроэнергии, проверен силовой трансформатор ТМ-4000/35-У1 на загруженность, реконструирована электрическая часть 6 кВ и рассчитаны новые уставки РЗА.

ПС 35/6 кВ «Яблоневская» является двухтрансформаторной, которая была спроектирована и введена в эксплуатацию в 1951 году и в настоящее время снабжает электроэнергией потребителей третьей категории. В последнее время количество потребителей, запитанных от указанной ПС снизилось. Соответственно, снизилась и потребляемая нагрузка. При этом существующие трансформаторы работают в соответствии с ранее разработанной схемой. Предлагается убрать один из трансформаторов, чтобы снизить потери электроэнергии. Также предлагается замена электрооборудования 6 кВ, так как электротехническое оборудование на подстанции устаревшее и травмоопасное для оперативного персонала.

Результаты расчетов потерь электроэнергии на ПС 35/6 «Яблоневская» в выпускной квалификационной работе показывают, что выгоднее оставить вместо параллельно работающих трансформаторов ТМ-4000/35-У1 (Т-2), так как величина экономии электроэнергии составит 99,90 МВт·ч, в денежном эквиваленте - 296363,34 руб.

Произведен расчет токов КЗ, по которым выбраны соответствующее электрооборудование 6 кВ. На ПС 35/6 «Яблоневская» выбрано оборудование КРУ-СЭЩ-70: вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10, трансформатор собственных нужд ТЛС (3)-СЭЩ 25/6, выбран кабель ПвБбШв-3×240.

Также рассчитаны новые уставки РЗА, произведен выбор оперативного тока – переменный, выбраны измерительные приборы.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. М.: ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1984. 376 с.
2. Библия электрика: ПУЭ, ПОТЭЭ, ПТЭЭП. 9-е издание. М.: Эксмо, 2022. 752 с. (Актуальное законодательство).
3. Каталог электрооборудования [Электронный ресурс]: КРУ-СЭЩ 10 кВ. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения: 04.04.2022).
4. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Academia, 2006. 411 с.
5. Лагуткин О.Е., Ползиков М.Н. Методические указания по практическим занятиям, контрольным и курсовой работам. Новомосковск: 2011. 32 с.
6. Новые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: Проспект, 2021. 128 с.
7. ПАО «Россети-Волга» [Электронный ресурс]: Структура. URL: https://www.rossetivolga.ru/ru/o_kompanii/ (дата обращения: 27.10.2021).
8. Потери мощности в трансформаторе [Электронный ресурс]: Потери мощности в трансформаторе. URL: <https://pue8.ru/podstantsii/583-poteri-moshchnosti-v-transformatore.html> (дата обращения: 21.02.2022 г.).
9. Релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: Основное назначение. URL: <http://electricalschool.info/relay/> (дата обращения: 13.12.2021).
10. Самарский завод «Электроцит» [Электронный ресурс]: Вид деятельности. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения: 18.03.2022).

11. Трансформатор собственных нужд [Электронный ресурс]: Основное назначение. URL: <https://transformator220.ru/harakteristiki/silovye/transformator-sobstvennyh-nuzhd.html> (дата обращения: 05.01.2022 г.).
12. Черненко А.Н. Электроснабжение городского микрорайона с многоквартирными домами: учебно-методическое пособие. Тольятти: ТГУ, 2021.
13. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие. Тольятти: ТГУ, 2021.
14. Шаповалов В.А., В.В. Вахнина, Черненко А.Н. Энергосбережение и энергосберегающие технологии: практикум. Тольятти: ТГУ, 2008. 60с.
15. Электрическая сеть [Электронный ресурс]: Основное назначение. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 17.10.2021).
16. Ladani Dhaval H., Sandeep A. Mehta, Pallav Gandhi. Predictive maintenance and modeling of Transformer // Scientific material. 2019. URL: <http://www.ijettjournal.org/volume-4/issue-4/IJETT-V4I4P336.pdf> (дата обращения: 11.03.2022).
17. Nikolina Petkova. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers // Scientific material. 2021. URL: <http://www.temjournal.com/content/42/01/temjournal4201.pdf> (дата обращения: 17.02.2022).
18. Satyanarayana Reddy. Implementation of Web Based Intelligent Substation Power Equipment Monitoring and Controlling System // Scientific material. 2013. URL: <http://www.ijettjournal.org/volume-4/issue-8/IJETT-V4I8P113.pdf> (дата обращения: 05.04.2022).
19. Shehab Abdulwadood ALI. Design of lightning arresters for electrical power system protection // Scientific material. 2018. URL: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEEE/article/view/661/904> (дата обращения: 23.04.2022).

20. Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, R. Sudha. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM // Cientific material. 2020. URL: <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf> (дата обращения: 31.04.2022).