

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение эффективности системы электроснабжения Западного района
г.Димитровград

Обучающийся

К.А. Наумчев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

М.Н. Третьякова

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

Тольятти, 2024

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ системы электроснабжения Западного района г. Димитровград.....	6
1.1 Общие сведения.....	6
1.2 Анализ схемы электроснабжения ПС 110/6 кВ 2М.....	9
1.3 Анализ схемы электроснабжения ПС 110/6 кВ 3М.....	13
1.4 Анализ состояния трансформаторного парка распределительной сети 6/0,4 кВ АО «ГНЦ НИИАР».....	17
2 Система мероприятий по повышению эффективности системы электроснабжения Западного района г.Димитровград.....	21
2.1 Реконструкция ПС 110/6 кВ 2М.....	21
2.2 Реконструкция ПС 110/6 кВ 3М.....	40
2.3 Замена существующего парка силовых трансформаторов распределительной сети 6/0,4 кВ.....	46
Заключение.....	78
Список используемых источников.....	81

Введение

Повышение эффективности систем энергоснабжения городов, предприятий – одна из приоритетных задач в энергетике. Внимание к данной теме вызвано необходимостью сбережения электроэнергии, исключения её потерь, снижения аварийных ситуаций. Все эти проблемы являются крайне важными в современных условиях развития российской экономики. От правильности и оперативности их решения во многом зависит надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей электрической энергии во всех сферах жизнедеятельности человека.

Системой электроснабжения города называется совокупность электрических станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих технологические процессы коммунальных, бытовых, промышленных и транспортных потребителей электроэнергии, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне [14].

Система электроснабжения города включает в себя электрические сети 35-110 кВ, связанные с сетями 220-330 кВ энергосистемы. Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть напряжением 6-10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,4 кВ. Для городов, как и для страны в целом, характерен непрерывный рост электропотребления, требующий систематической модернизации систем электроснабжения. Рост электропотребления связан не только с увеличением числа жителей и развитием промышленности, но также и с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения.

Из-за непрерывного роста нагрузки система электроснабжения города работает в оптимальном режиме только на ограниченном отрезке времени. Прогресс в системах электроснабжения имеет большое значение, поскольку

они повышают эффективность труда и, следовательно, валовую продукцию [31].

Энергетическая эффективность – это совокупность характеристик, которые отражают отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта. Основным критерием оценки эффективности функционирования и развития систем электроснабжения городов и предприятий, в том числе мероприятий по снижению потерь электрической энергии, является надежное и экономичное снабжение потребителей электрической энергии требуемого качества [8].

Однако анализ систем электроснабжения и энергетической эффективности городов часто выявляет нерациональные затраты энергоресурсов и неоправданные потери электрической энергии. Потери электроэнергии происходят непосредственно во время процесса ее передачи в таких элементах системы электроснабжения, как: трансформаторные подстанции, распределительные устройства, линии электропередач.

Для того чтобы минимизировать потери электрической энергии, следует предпринять поиск источников и причин их возникновения. Высокая доля потерь в системах электроснабжения городов и промышленных предприятий возникает в основном из-за эксплуатации устаревшего и изношенного электротехнического оборудования, состояние которого требует модернизации.

Исходя из всего сказанного, необходимо отметить, что выбранная тема магистерской диссертации: «Повышение эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград» является актуальной на сегодняшний день.

Объектом исследования в магистерской диссертации является система электроснабжения Западного района г. Димитровград.

Предметом исследования в магистерской диссертации является электротехническое оборудования, входящее в состав системы электроснабжения Западного района г. Димитровград

Целью магистерской диссертации является повышения эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград за счет разработки системы технической модернизации.

Задачи для выполнения поставленной цели:

- анализ системы электроснабжения Западного района г. Димитровград;
- разработка системы мероприятий по повышению эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград;
- оценка технико-экономической эффективности разработанной системы мероприятий по технической модернизации системы электроснабжения Западного района г. Димитровград.

Выполнение поставленных задач позволит иметь четкое представление о системе электроснабжения Западного района г. Димитровград и ее основных недостатках, что в конечном итоге позволит ее модернизировать. Предполагаемая модернизация системы электроснабжения значительно увеличит надежность, качество и бесперебойность электроснабжения потребителей, что положительно скажется на энергоэффективности объектов электросетевого хозяйства в промышленной, социальной, медицинской, бытовой и других сферах жизнедеятельности.

1 Анализ системы электроснабжения Западного района г. Димитровград

1.1 Общие сведения

Город Димитровград находится на северо-западе Ульяновской области в 85 км от г. Ульяновска, в 100 км от г. Тольятти и в 160 км от г. Самары, на берегу Куйбышевского водохранилища (рисунок 1).

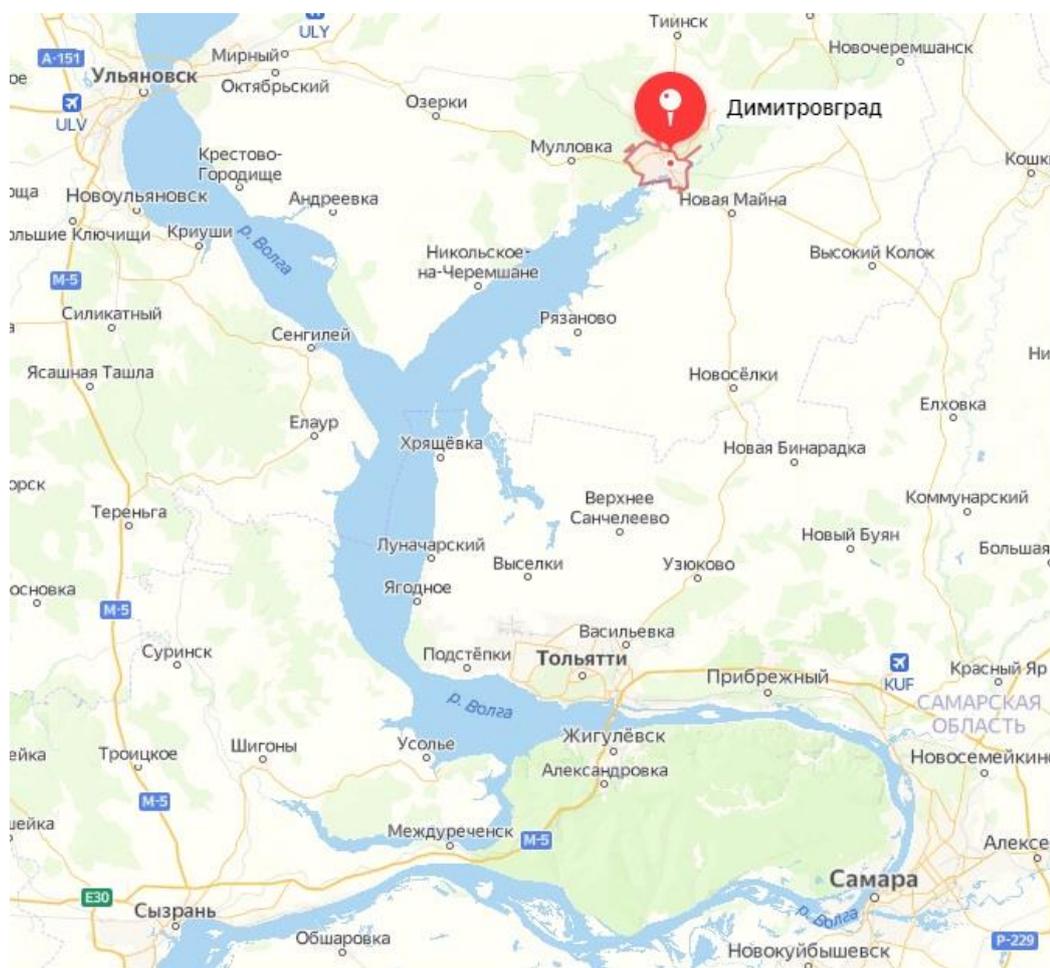


Рисунок 1 – Географическое расположение г. Димитровград

Димитровградский энергорайон получает питание от двух источников электроснабжения (рисунок 2):

- Самарская энергосистема;
- Ульяновская энергосистема.

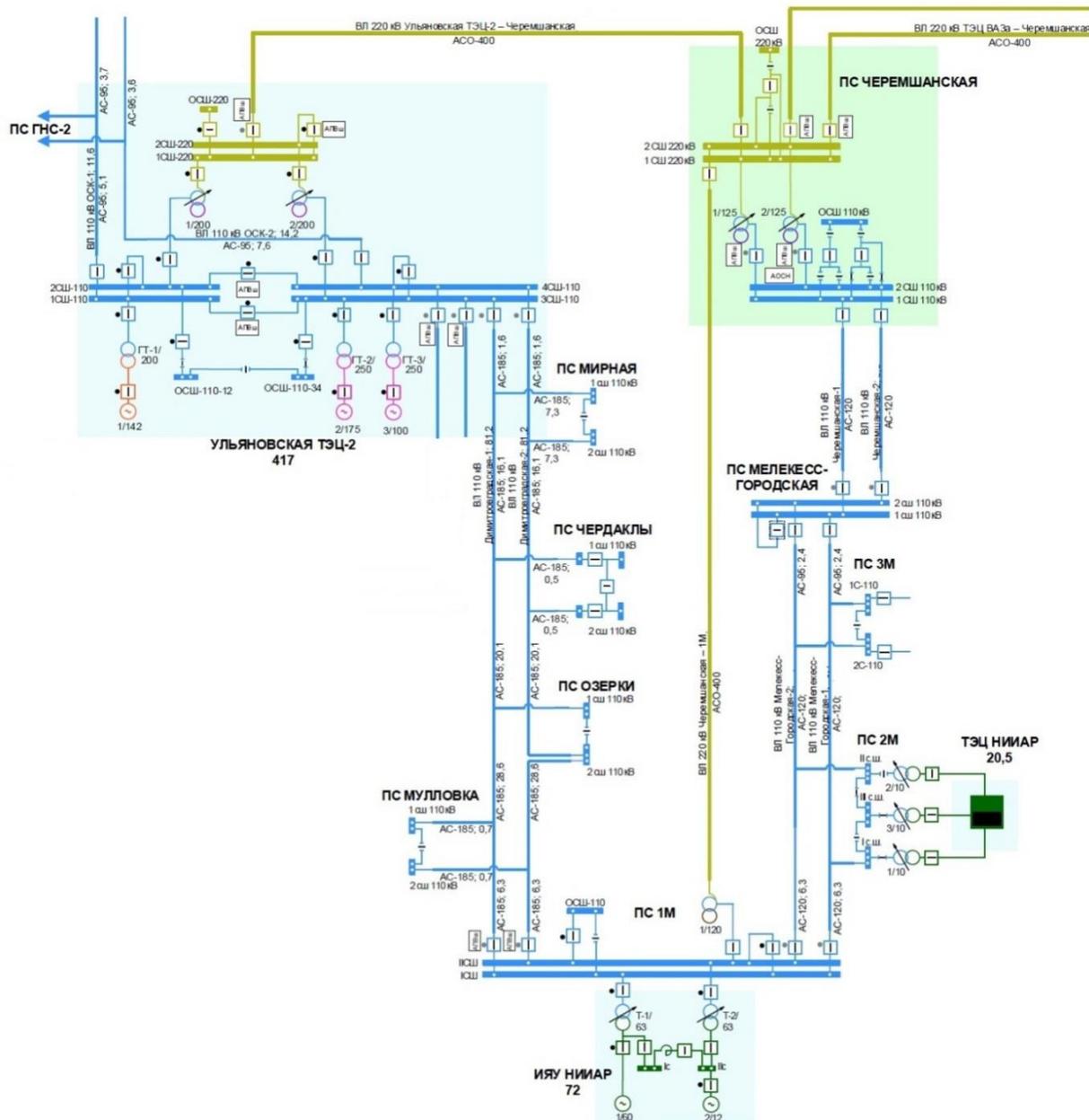


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения Димитровградского энергорайона

Со стороны Самарской энергосистемы Димитровградский энергорайон получает питание по ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа-Черемшанская и ВЛ 220 кВ Азот-Черемшанская, непосредственно от которых запитана ПС 220/110/10 кВ Черемшанская (также ПС 220/110/10 кВ Черемшанская получает питание со стороны Ульяновской энергосистемы по ВЛ 220 кВ УТЭЦ-2-Черемшанская). Далее по ВЛ 110 кВ Черемшанская-1 и ВЛ 110 кВ Черемшанская-2 запитана

ПС 110/10 кВ Мелекесс-Городская, от которой получают питание часть потребителей г. Дмитровград [9].

Со стороны Ульяновской энергосистемы Дмитровградский энергорайон получает питание:

– от Ульяновской ТЭЦ-2 по ВЛ 110 кВ Дмитровградская-1 и ВЛ 110 кВ Дмитровградская-2 и далее через узловую ПС 220/110/6 кВ 1М по ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2;

– от АО «ГНЦ НИИАР» (установленная мощность 72 МВт) через узловую ПС 220/110/6 кВ 1М и далее по ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2;

– от ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» (установленная мощность 20,5 МВт) по КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2Б, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2С через ПС 110/6 кВ 2М.

Западный район г. Дмитровград охватывает всю западную часть города, в котором проживает почти половина населения, около 50 тысяч человек. Электроснабжение Западного района г. Дмитровград входит в зону ответственности энергетических служб организации АО «ГНЦ НИИАР» и осуществляется от двух понизительных подстанций: ПС 110/6 кВ 2М и ПС 110/6 кВ 3М.

ПС 110/6 кВ 2М и ПС 110/6 кВ 3М получают питание по ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2, которые выполнены из провода марки АС-95/16 и протяженность 10 км. ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2 находятся в эксплуатационной ответственности ПАО «Россети».

ПС 110/6 кВ 2М также получает питание от турбогенераторов ТЭЦ, которые находятся в эксплуатационной ответственности ООО «НИИАР-Генерация», по КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2Б, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2С.

1.2 Анализ схемы электроснабжения ПС 110/6 кВ 2М

Трансформаторная подстанция ПС 110/6 кВ 2М является ответственной, предназначенной для приема, преобразования и распределения электрической энергии. ПС 110/6 кВ 2М получает питание от энергосистемы по ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-1, ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-2 и от ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» по КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2Б, КЛ 6 кВ ТЭЦ-2С [10].

ПС 110/6 кВ 2М находится в эксплуатационной ответственности организации АО «ГНЦ НИИАР». Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 2М представлена на рисунке 3.

Электрическая схема ПС 110/6 кВ 2М является морально устаревшей. Конструктивно ПС 110/6 кВ 2М состоит из открытого распределительного устройства 110 кВ (далее ОРУ-110 кВ), трех силовых трансформаторов (Т-1, Т-2 и Т-3) и закрытого распределительного устройства 6 кВ (далее ЗРУ-6 кВ).

Трансформаторы Т-1 и Т-3 присоединены к ВЛ 110 кВ через линейные разъединители ЛР-110-Т-1, ЛР-110-Т-3 типа РОНЗ-110кВ и линейные разъединители ЛР-110-МГ-1, ЛР-110-МГ-2 типа РЛНДЗ-110кВ.

Трансформатор Т-2 присоединен к ВЛ 110 кВ через линейный разъединитель ЛР-110-Т-2, ЛР-110-МГ-2 типа РЛНДЗ-110 кВ и отделитель ОД-110-Т-2.

Наличие ремонтных перемычек на стороне 110 кВ с секционными разъединителями СР-1-110, СР-2-110, СР-3-110, СР-4-110 типа РНДЗ-110 кВ позволяют при выводе в ремонт одной из ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-1 или ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-2 запитать любой из трансформаторов от оставшейся в работе ВЛ 110 кВ.

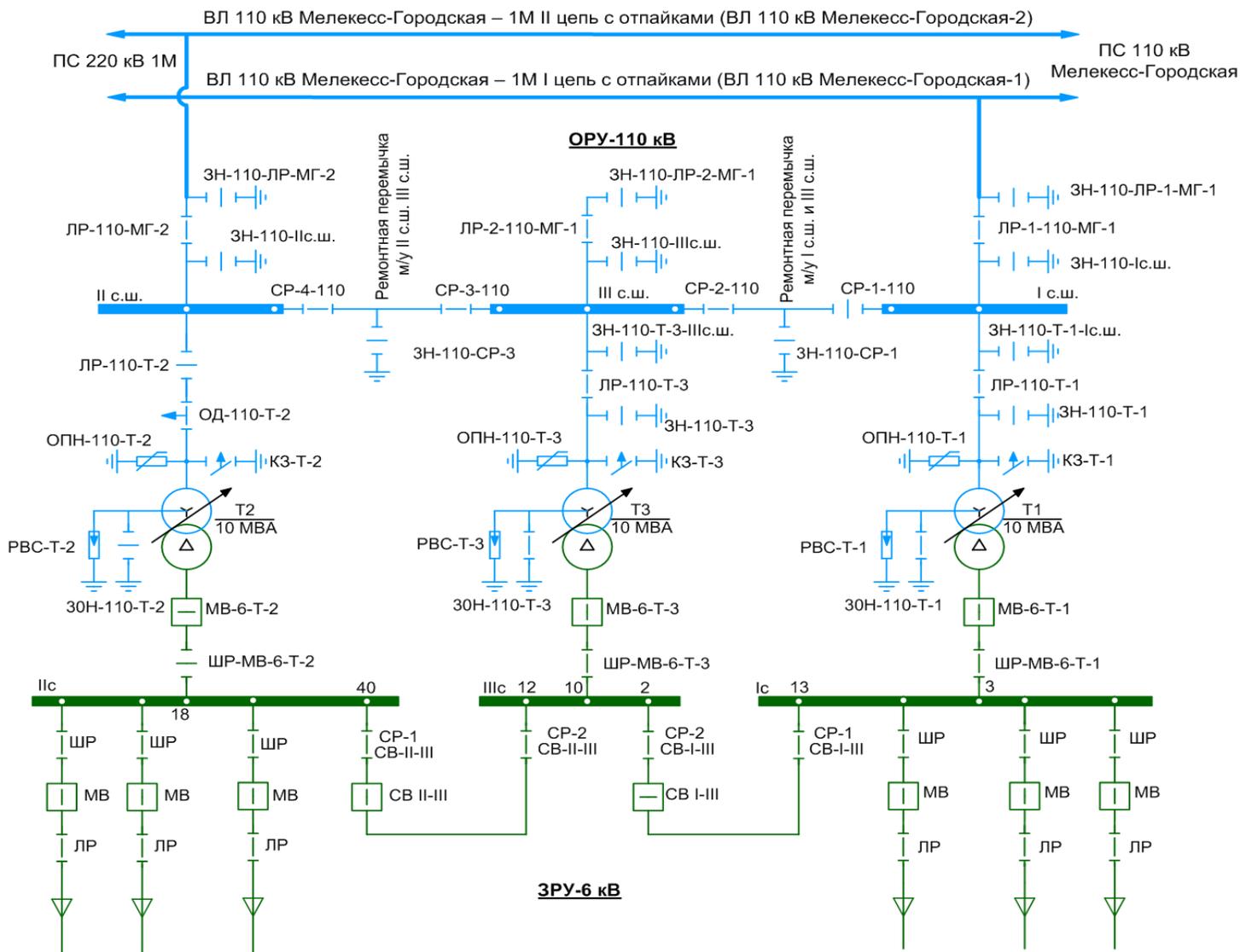


Рисунок 3 – Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 2М

На каждом присоединении трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 со стороны 110 кВ имеется короткозамыкатель КЗ-110 кВ, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания на ВЛ 110 кВ при повреждении внутри силового трансформатора с последующим отключением ВЛ 110 кВ на питающих подстанциях. Особенностью и недостатком является то, что отделитель на стороне 110 кВ установлен только на присоединении трансформатора Т-2, а на присоединениях трансформаторов Т-1 и Т-3 отделитель на стороне 110 кВ отсутствует, что негативно влияет на надежность электроснабжения потребителей.

При работе основной защиты силового трансформатора Т-1 (или Т-3), выполненной на включение короткозамыкателя КЗ-110-Т-1 (или КЗ-110-Т-3) и отключение МВ-6-Т-1 (или МВ-6-Т-3), ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-1 (или ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-2) будут отключены со стороны питающих ПС с неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ).

Помимо погашения части потребителей, запитанных от ПС 110/6 кВ 2М, это повлечет за собой погашение силового трансформатора Т-1 или Т-2 на ПС 110/6 кВ 3М (рисунок 4), так как питающая ВЛ 110 кВ будет отключена. Данный факт является достаточно серьезным недостатком и проблемой в системе электроснабжения Западного района г. Димитровград [15].

ЗРУ 6 кВ состоит из трех секций шин, которые присоединены к соответствующим силовым трансформаторам Т-1, Т-2, Т-3 через вводные масляные выключатели типа ВМГ-13 и шинные разъединители типа РВТ-24. Данные масляные выключатели являются устаревшими и требуют замены на современные вакуумные выключатели.

I секция шин 6 кВ соединена с III секцией шин 6 кВ через секционный выключатель ВС I-III типа ВМГ-13 и шинные разъединители типа РВТ-24.

II секция шин 6 кВ соединена с III секцией шин 6 кВ через секционный выключатель ВС II-III типа ВМГ-13 и шинные разъединители типа РВТ-24.

На ПС 110/6 кВ 2М установлены три трансформатора типа ТДН-10000/110/6 кВ с суммарной установленной мощностью 30 МВА. Основные характеристики трансформатора ТДН-10000/110/6 кВ:

- номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}=10$ МВА;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ на стороне ВН = 110 кВ;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ на стороне НН = 6 кВ;
- номинальная частота $f_{\text{НОМ}}= 50$ Гц;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ на стороне ВН = 50,2 А;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ на стороне НН = 875 А;
- ток холостого хода = 0,9 %;
- напряжение короткого замыкания = 11% [10].

При нормальной схеме в работе находятся два трансформатора, а один трансформатор находится в холодном резерве (без напряжения).

В ЗРУ 6 кВ ПС 110/6 кВ 2М на отходящих присоединения, от которых запитаны трансформаторные понизительные подстанции Западного района г.Димитровград, установлены устаревшие масляные выключатели типа ВМГ-10, ВМГ-133 и ВМП-10, технические характеристики которых приведены в таблице 1.

Все установленные масляные выключатели в ЗРУ 6 кВ являются устаревшими и требуют замены на современные вакуумные выключатели.

Таблица 1 – Технические характеристики масляных выключателей типа ВМГ-10, ВМГ-133, ВМП-10.

Наименование характеристики	Значение характеристики для определенного выключателя		
	ВМГ-10	ВМГ-133	ВМП-10
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальная частота, Гц	50	50	50
Номинальный ток выключателя, А	630	600	630
Номинальный ток отключения, кА	20	20	20
Собственное время отключения выключателя, с	0,1	0,1	0,1
Масса выключателя	140	190	140

1.3 Анализ схемы электроснабжения ПС 110/6 кВ 3М

Трансформаторная подстанция ПС 110/6 кВ 3М является ответвительной и получает питание от ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2. ПС 110/6 кВ 3М предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии [11].

ПС 110/6 кВ 3М находится в эксплуатационной ответственности организации АО «ГНЦ НИИАР». ПС 110/6 кВ 3М является относительно современной и выполнена по стандартной схеме.

Конструктивно ПС 110/6 кВ 3М состоит из ОРУ-110 кВ, силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и ЗРУ-6 кВ. ОРУ-110 кВ представляет из себя типовую модель исполнения распределительного устройства, состоящего из двух систем шин 110 кВ, соединенных между собой ремонтной перемычкой.

По нормальной схеме на ПС 110/6 кВ 3М в работе находятся два силовых трансформатора, каждый из которых работают на свою секцию шин 6 кВ.

Подключение силовых трансформаторов Т-1, Т-2 к ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 и ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2 осуществляется через масляные выключатели МВ-110-Т-1, МВ-110-Т-2 типа ВМТ-110-25/1250-У1 и линейные разъединители ЛР-110-Т-1, ЛР-110-Т-2, ЛР-110-МГ-1, ЛР-110-МГ-2 типа РДЗ-2-110/1000-УХЛ1.

Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 3М представлена на рисунке 4.

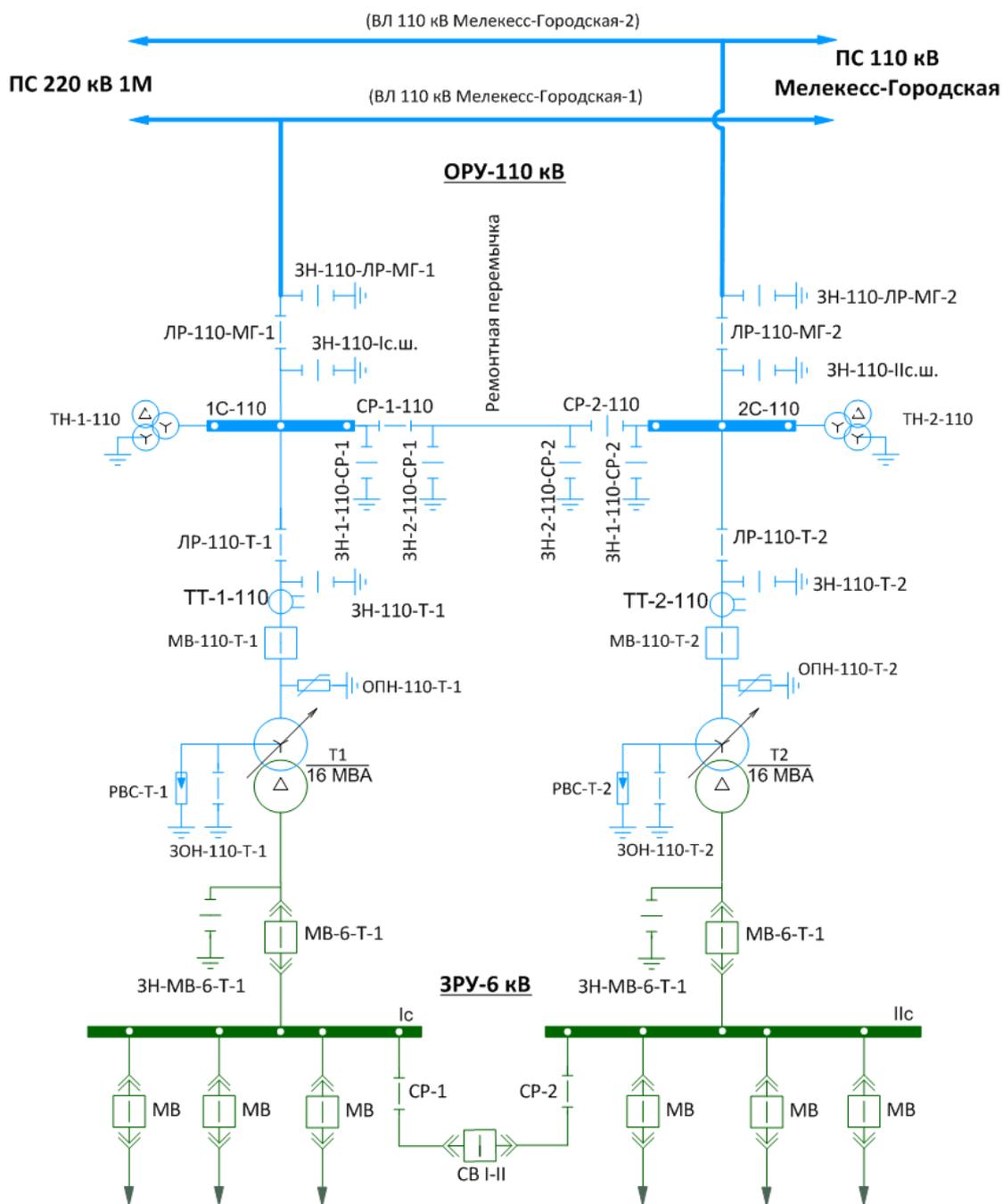


Рисунок 4 – Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 3М

Основные характеристики масляных выключателей типа ВМТ-110Б-25/1250-У1:

- ВМТ – выключатель маломасляный трехфазный;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальная частота $f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$;

- номинальный ток отключения $I_{откл} = 25$ кА;
- привод ППрК-1400 - пружинный.

Масляные выключатели типа ВМТ-110Б-25/1250-У1 являются устаревшими и требуют замены на современные элегазовые выключатели.

Наличие ремонтной перемычки на стороне 110 кВ с секционными разъединителями СР-1-110 и СР-2-110 типа РДЗ-2-110/1000-УХЛ1 позволяют при выводе в ремонт одной из ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-1 или ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская-2 запитать любой из трансформаторов (Т-1 или Т-2) от оставшейся в работе ВЛ 110 кВ. Основные характеристики разъединителей типа РДЗ-2-110/1000-УХЛ1:

- РДЗ – разъединитель двухколонковый с двумя заземляющими ножами;
- номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ;
- номинальный ток $I_{ном} = 1000$ А;

На ПС 110/6 кВ 3М установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 типа ТНДЦН-16000/110/6 кВ с суммарной установленной мощностью 32 МВА. Основные характеристики трансформатора типа ТНДЦН-16000/110/6 кВ:

- номинальная мощность $S_{ном} = 16$ МВА;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ на стороне ВН = 110 кВ;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ на стороне НН = 6 кВ;
- номинальная частота $f_{ном} = 50$ Гц;
- номинальный ток $I_{ном}$ на стороне ВН = 80,3 А;
- номинальный ток $I_{ном}$ на стороне НН = 1400 А;
- ток холостого хода = 0,5 %;
- напряжение короткого замыкания = 10,5% [11].

ЗРУ 6 кВ выполнено в виде комплектного распределительного устройства (далее «КРУ») типа КМ-1М и состоит из шкафов с коммутационными аппаратами, приборами измерения, устройствами

автоматики и защиты, аппаратурой управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами.

ЗРУ 6 кВ представляет собой одинарную систему шин, разделенные на две секции секционным выключателем СВ I-II типа ВМПЭ-10-20-2000.

На секционном выключателе СВ I-II отсутствует устройство АВР (автоматическое включение резерва). В связи с отсутствием АВР при внутренних повреждениях силовых трансформаторов, а также на питающих ВЛ 110 кВ, когда на одной из секций 6 кВ исчезает напряжение, существенно увеличивается время подачи напряжения на обесточенную секцию 6 кВ, которое обуславливается временем действия оперативного персонала.

Во вводных ячейках МВ-6-Т-1 и МВ-6-Т-2 установлены масляные выключатели типа ВМПЭ-10-20-3150, а на ячейках отходящих кабельных линий 6 кВ установлены масляные выключатели типа ВКЭ-10-20-1000, технические характеристики которых приведены в таблице 2.

Все установленные масляные выключатели в ЗРУ 6 кВ являются устаревшими и требуют замены на современные вакуумные выключатели.

Таблица 2 – Технические характеристики масляных выключателей типа ВМПЭ-10-20-3150, ВМПЭ-10-20-2000, ВМПЭ-10-20-1000.

Наименование характеристики	Значение характеристики для определенного выключателя		
	ВМПЭ-10-20-3150	ВМПЭ-10-20-2000	ВКЭ-10-20-1000
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальная частота, Гц	50	50	50
Номинальный ток выключателя, А	3150	2000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	20	20
Собственное время отключения выключателя, с	0,09	0,09	0,07
Масса выключателя, кг	200	200	160

1.4 Анализ состояния трансформаторного парка распределительной сети 6/0,4кВ АО «ГНЦ НИИАР»

В настоящее время на объектах АО «ГНЦ НИИАР» основу трансформаторного парка распределительной сети 6/0,4кВ составляют масляные трансформаторы типа ТМ, ТМЗ и ТСМА.

В настоящее время, в соответствии с действующими НТД для силовых трансформаторов, разработанных до 1 января 2008 г., установлен срок эксплуатации не менее 25 лет [1], для силовых трансформаторов, разработанных после 1 января 2008 г. – не менее 30 лет [2].

Анализ состояния трансформаторного парка показал, что порядка 80% трансформаторов распределительной сети 6/0,4 кВ (по номинальной мощности) отработали свой эксплуатационный ресурс (30 лет и более). В связи с этим, данные трансформаторы имеют сниженные энергетические характеристики, увеличенные эксплуатационные расходы и сниженную надежность электроснабжения.

Трансформаторы 6/0,4 кВ, отработавшие свой эксплуатационный ресурс, с указанием места их установки и некоторых паспортных характеристик приведены в таблице 3. Суммарная номинальная мощность данных трансформаторов составляет 31 030 кВА.

На основе опытных данных, значений потерь холостого хода показал, что для трансформаторов со сроком службы до 20 лет в качестве обобщенных характеристик допустимо принимать значения потерь холостого хода равным паспортным значениям [12].

Для трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери холостого хода возрастают в среднем (в зависимости от условий эксплуатации) с интенсивностью 1,75 % (от паспортного значения) в год. Сведения о превышении паспортных значений потерь холостого хода трансформаторов представлены ниже (таблица 3).

Таблица 3 – Трансформаторы 6/0,4 кВ, имеющие срок службы более 30 лет

ПС	№ ТР	Тип	Мощность, кВА	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет	ΔP_{xx} (паспортное), кВт	ΔP_{xx} (с учетом срока службы), кВт
ПС 7	T-1	ТМ-630/6	630	1987	35	1,5	1,86
	T-2	ТМ-630/6	630	1987	35	1,5	1,86
	T-3	ТМ-180/6	180	1959	63	1,0	1,75
	T-4	ТСМА-180/6	180	1960	62	1,0	1,74
ПС 9	T-1	ТМ-630/6	630	1969	53	1,5	2,32
	T-2	ТМ-630/6	630	1969	53	1,5	2,32
ПС 11	T-2	ТМ-400/6	400	1970	52	1,2	1,79
ПС 18	T-1	ТМ-400/6	400	1970	52	1,2	1,79
	T-2	ТМ-400/6	400	1975	47	1,2	1,69
ПС 25	T-1	ТМ-250/6	250	1972	50	0,66	1,01
ПС 29	T-1	ТСМА-320/6	320	1963	59	1,05	1,77
ПС 31	T-1	ТМ-400/6	400	1976	46	1,2	1,67
ПС 32	T-1	ТСМА-320/6	320	1963	59	1,05	1,77
ПС 34	T-1	ТМ-400/6	400	1976	46	1,2	1,67
ПС 35	T-1	ТМ-400/6	400	1987	35	1,2	1,45
	T-2	ТМ-400/6	400	1986	36	1,2	1,47
ПС 36	T-1	ТМ-400/6	400	1972	50	1,2	1,75
	T-2	ТМ-400/6	400	1971	51	1,2	1,77
ПС 37	T-1	ТМ-320/6	320	1957	65	1,05	1,88
ПС 39	T-1	ТМ-320/6	320	1959	63	1,05	1,84
ПС 40	T-1	ТМ-400/6	400	1969	53	1,2	1,81
	T-2	ТСМА-320/6	320	1965	57	1,05	1,73
ПС 41	T-1	ТМ-1000/6	1000	1969	53	2,45	3,86
	T-3	ТМ-1000/6	1000	1967	55	2,45	3,95
	T-5	ТМ-1000/6	1000	1967	55	2,45	3,95
	T-6	ТМ-1000/6	1000	1959	63	2,45	4,29
ПС 42	T-1	ТМ-400/6	400	1975	47	1,2	1,69
ПС 44	T-1	ТСМА-180/6	180	1958	64	1,0	1,77
	T-2	ТСМА-180/6	180	1963	59	1,0	1,68
ПС 48	T-1	ТМ-250/6	250	1988	34	0,66	0,82
	T-2	ТСМА-320/6	320	1963	59	1,05	1,77
ПС 51	T-1	ТМ-400/6	400	1975	47	1,2	1,69
ПС 52	T-1	ТМ-320/6	320	1959	63	1,05	1,84
ПС 54	T-1	ТМ-400/6	400	1978	44	1,2	1,63
	T-2	ТМ-320/6	320	1959	63	1,05	1,84
ПС 55	T-1	ТМ-320/6	320	1967	55	1,05	1,69
ПС 61	T-1	ТСМА-320/6	320	1962	60	1,05	1,79

Продолжение таблицы 3

ПС	№ ТР	Тип	Мощность, кВА	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет	ΔP_{xx} (паспортное), кВт	ΔP_{xx} (с учетом срока службы), кВт
ПС 63	T-1	ТСМА-320/6	320	1966	56	1,05	1,71
ПС 64	T-1	ТМ-320/6	320	1959	63	1,05	1,84
ПС 65	T-1	ТМ-400/6	400	1976	46	1,2	1,67
ПС 66	T-1	ТСМА-630/6	630	1981	41	1,5	2,01
	T-2	ТМ-630/6	630	1981	41	1,5	2,01
ПС 72	T-1	ТМ-400/6	400	1978	44	1,2	1,63
ПС 73	T-1	ТМ-320/6	320	1961	61	1,05	1,80
	T-2	ТМ-400/6	400	1987	35	1,2	1,45
ПС 75	T-1	ТМ-250/6	250	1970	52	0,66	1,03
	T-2	ТМ-250/6	250	1969	53	0,66	1,04
ПС 80	T-1	ТМ-400/6	400	1986	36	1,2	1,47
ПС 80А	T-1	ТМ-400/6	400	1968	54	1,2	1,83
ПС 81	T-1	ТМ-320/6	320	1958	64	1,05	1,86
ПС 82	T-1	ТМ-400/6	400	1976	46	1,2	1,67
ПС 83	T-1	ТМ-320/6	320	1958	64	1,05	1,86
	T-2	ТМ-400/6	400	1989	33	1,2	1,41
ПС 84	T-1	ТМ-400/6	400	1967	55	1,2	1,85
ПС 88	T-1	ТМ-250/6	250	1976	46	0,66	0,96
	T-2	ТМ-160/6	250	1978	44	0,5	0,71
ПС 89	T-1	ТМ-400/6	400	1982	40	1,2	1,55
	T-2	ТМ-400/6	400	1982	40	1,2	1,55
ПС 92	T-1	ТМ-400/6	400	1986	36	1,2	1,47
	T-2	ТМ-400/6	400	1986	36	1,2	1,47
ПС 93	T-1	ТМ-400/6	400	1982	40	1,2	1,55
	T-2	ТМ-400/6	400	1988	34	1,2	1,43
ПС 98	T-1	ТМЗ-400/6	400	1987	35	1,2	1,45
	T-2	ТСМА-320/6	320	1964	58	1,05	1,75
ПС 111	T-1	ТМ-250/6	250	1970	52	0,66	1,03
	T-2	ТМ-250/6	250	1981	41	0,66	0,9
ПС 181	T-1	ТМ-400/6	400	1975	47	1,2	1,69
ПС 182	T-1	ТМ-400/6	400	1989	33	1,2	1,41
ПС 183	T-1	ТМ-400/6	400	1979	43	1,2	1,61
	T-2	ТМ-400/6	400	1979	43	1,2	1,61
ПС 185	T-2	ТМ-400/6	400	1988	34	1,2	1,43
ПС 186	T-1	ТМ-250/6	250	1969	53	0,66	1,04
ПС 301	T-1	ТМ-400/6	400	1987	35	1,2	1,45
ПС 302	T-1	ТМ-400/6	400	1973	49	1,2	1,73

Продолжение таблицы 3

ПС	№ ТР	Тип	Мощность, кВА	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет	ΔP_{xx} (паспортное), кВт	ΔP_{xx} (с учетом срока службы), кВт
ПС 303	Т-1	ТСМА-250/6	250	1967	55	0,66	1,06
ПС 304	Т-1	ТМ-250/6	250	1969	53	0,66	1,04
ПС 305	Т-1	ТМ-250/6	250	1975	47	0,66	0,97
ПС 312	Т-1	ТМ-250/6	250	1976	46	0,66	0,96
	Т-2	ТМ-250/6	250	1968	54	0,66	1,05

Выводы по первому разделу

СЭС Западного района г. Димитровград является низкоэффективной и имеет серьезные недостатки. Одним из главных недостатков является подключение силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ 2М к питающим ВЛ 110 кВ одновременно с применением нетиповой схемы подстанции, что напрямую влияет на увеличение риска выход из строя электрооборудования при повреждении внутри силовых трансформаторов, а также на увеличение масштабов аварийной ситуации и, соответственно, увеличения времени ее ликвидации действиями оперативного персонала. Другим фактором, снижающим эффективность СЭС, является устаревшее оборудование ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М и повышенный износ КЛ 6 кВ, питающие распределительные и трансформаторные подстанции Западного района. Это серьезно влияет на повышенную аварийность и увеличение вероятности отказа оборудования. Еще одним недостатком СЭС Западного района г. Димитровград является высокий износ трансформаторного парка распределительной сети 6/0,4 кВ, 80% трансформаторов отработали свой эксплуатационный ресурс. Для устранения выявленных недостатков необходимо разработать мероприятия по повышению эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград и произвести оценку технико-экономической эффективности разработанных мероприятий

2 Система мероприятий по повышению эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград

2.1 Реконструкция ПС 110/6 кВ 2М

Реконструкция ПС 110/6 кВ 2М вызвана необходимостью увеличения надежности электроснабжения потребителей, а также повышения пропускной способности подстанции. Реконструкция подстанции включает в себя изменение существующей нормальной схемы подстанции и модернизация (замена) существующего оборудования на новое.

Повышение пропускной способности ПС 110/6 кВ 2М будет осуществлено за счет замены существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 с номинальной мощностью 10 МВА на новые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 с номинальной мощностью 16 МВА.

Уменьшение количества трансформаторов позволит изменить электрическую схему подстанции и привести ее к стандартному типу с двумя блоками трансформаторов с современными коммутационными аппаратами и ремонтной перемычкой между ними. Уменьшение количества трансформаторов в электрической схеме ПС 110/6 кВ 2М также позволяет снизить количество используемого оборудования, что положительно сказывается на уменьшении вероятности отказа оборудования или его повреждения, и, соответственно, значительно снижаются затраты, связанные с техническим обслуживанием оборудования.

Выбранная нормальная схема ПС 110/6 кВ 2М после реконструкции [13] с учетом выбранного оборудования представлена на рисунке 5.

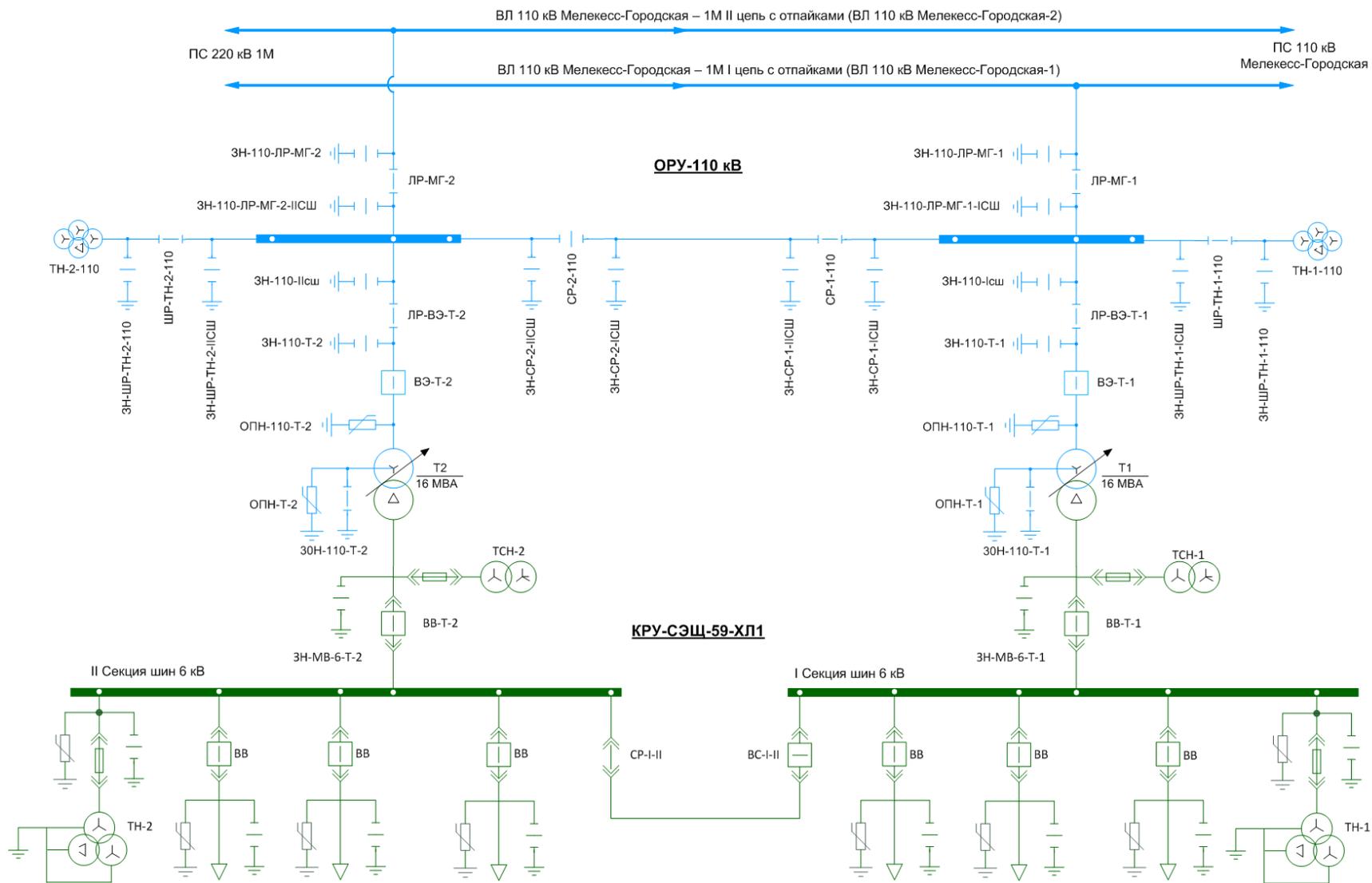


Рисунок 5 – Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 2М после реконструкции

2.1.1 Выбор силовых трансформаторов

На основании анализа журналов нагрузок основного энергетического ПС 110/6 кВ 2М [4]: было определено, что максимальная суммарная нагрузка потребителей подстанции составляет 15,5 МВА. Так как для реконструкции предполагается установка двух трансформаторов, то мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{п}}}{n \cdot k_{3.м.}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{п}}$ – суммарная мощность потребителей подстанции, кВА;

n – количество силовых трансформаторов;

$k_{3.м.}$ – коэффициент загрузки силовых трансформаторов.

$$S_{\text{тр}} = \frac{15500}{2 \cdot 0,7} = 11071,43 \text{ (кВА)}.$$

Выбираем номинальную мощность силовых трансформаторов исходя из условия, что $S_{\text{ном.тр}} \geq S_{\text{тр}}$. С учетом перспективного роста электрических нагрузок в Западном районе г.Димитровград к установке принимаем силовые трансформаторы типа ТДН-16000/110/10.

Согласно ПУЭ необходимо выполнить проверку выбранного типа силовых трансформаторов в нормальном режиме, когда оба трансформатора в работе, и в послеаварийном (максимальном) режиме, когда один из трансформаторов отключен.

Проверка выбранного типа силового трансформатора в нормальном режиме [22]:

$$K_3^{\text{н}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{п}}}{S_{\text{ном.тр}}} < 0,7. \quad (2)$$

Проверка выбранного типа силового трансформатора в максимальном режиме [22]:

$$K_3^{п.ав} = \frac{S_{п}}{S_{ном.тр}} < 1,4. \quad (3)$$

Проверим выбранные силовые трансформаторы с номинальной мощностью 16 МВА в нормальном и максимальном режиме:

$$K_3^H = \frac{0,5 \cdot 15500}{16000} = 0,48 < 0,7;$$

$$K_3^{п.ав} = \frac{15500}{16000} = 0,97 < 1,4.$$

В результате выполненной проверки видно, что выбранные силовые трансформаторы ТДН-16000/110/10 в количестве 2 единиц могут быть использованы к установке на ПС 110/6 кВ 2М.

Основные технические характеристики ТДН-16000/110/10:

- номинальная мощность $S_{ном} = 16$ МВА;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ на стороне ВН = 110 кВ;
- номинальное напряжение $U_{ном}$ на стороне НН = 10 кВ;
- номинальная частота $f_{ном} = 50$ Гц;
- ток холостого хода = 0,4 %;
- потери холостого хода ($\Delta P_{хх}$) = 13 кВт;
- напряжение короткого замыкания = 10,5%.
- потери короткого замыкания ($\Delta P_{кз}$) = 85 кВт.

2.1.2 Расчет токов короткого замыкания на ПС 110/6 кВ 2М

Произведем необходимый для выбора и проверки электрооборудования подстанции на термическую стойкость расчет токов короткого замыкания [24, 29, 30].

Для этого составим расчетную схему электроустановки (рисунок 6) и эквивалентную схему замещения (рисунок 7).

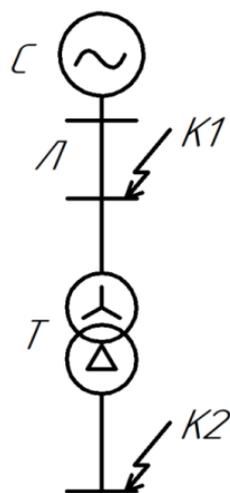


Рисунок 6 – Расчетная схема электроустановки

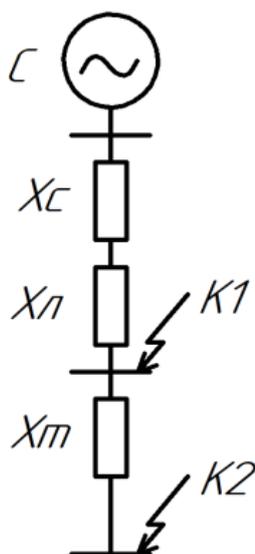


Рисунок 7 – Эквивалентная схема замещения

Для расчетов первую точку короткого замыкания (K1) принимаем на стороне 110 кВ силового трансформатора ПС 110/6 кВ 2М, а вторую точку короткого замыкания (K2) принимаем на шинах ЗРУ 6 кВ.

Для определения величины сопротивления элементов схемы электроустановки (система, воздушная линия, силовой трансформатор) зададимся следующими значениями:

- базисная мощность $S_6 = 1000$ МВА;
- мощность короткого замыкания $S_k = 2500$ МВА;

– удельное сопротивление ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская (АС-120)
 $x_{уд} = 0,427 \text{ Ом/км};$

– длина ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская $l = 10 \text{ км};$

– номинальная мощность трансформатора $S_{ном.т} = 16 \text{ МВА};$

– напряжение короткого замыкания трансформатора $u_{кз} = 10,5\%;$

– базисное значение напряжения для стороны 110 кВ $U_6 = 115 \text{ кВ};$

– базисное значение напряжения для стороны 6 кВ $U_6 = 6,3 \text{ кВ};$

– ударный коэффициент $k_{уд} = 1,8$ (точка К1), $k_{уд} = 1,92$ (точка К2).

Рассчитаем сопротивление системы:

$$x_{6.с.}^* = \frac{S_6}{S_k}; \quad (4)$$
$$x_{6.с.}^* = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{2500} = 0,4.$$

Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская:

$$x_{6.л.}^* = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (5)$$
$$x_{6.л.}^* = 0,427 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,323.$$

Определим результирующее сопротивление элементов сети (система и ВЛ 110 кВ) до расчетной точки короткого замыкания К1:

$$x_{рез(6)1}^* = x_{6.с.}^* + x_{6.л.}^*; \quad (6)$$
$$x_{рез(6)1}^* = 0,4 + 0,323 = 0,723.$$

Рассчитаем базисный ток для точки К1 по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (7)$$
$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Рассчитаем начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 (значение сверхпереходной ЭДС для системы примем равной единице):

$$I_{\Pi}^{(3)} = \frac{E_6^{*''}}{x_{рез(\delta)1}^*} \cdot I_{\delta}; \quad (8)$$

$$I_{\Pi}^{(3)} = \frac{1}{0,723} \cdot 5,02 = 6,95 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi}^3 \cdot k_{уд}; \quad (9)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,95 \cdot 1,8 = 17,68 \text{ кА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания на шинах ЗРУ 6 кВ в точке К2 необходимо рассчитать сопротивление трансформатора ТДН-16000/110/10:

$$x_{\delta.т.}^* = \frac{u_{кз} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.т}}; \quad (10)$$

$$x_{\delta.т.}^* = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

Определим результирующее сопротивление элементов сети (система, ВЛ 110 кВ и силовой трансформатор) до расчетной точки короткого замыкания К2 на шинах ЗРУ 6 кВ:

$$x_{рез(\delta)2}^* = x_{\delta.с.}^* + x_{\delta.л.}^* + x_{\delta.т.}^*; \quad (11)$$

$$x_{рез(\delta)2}^* = 0,4 + 0,323 + 6,56 = 7,283.$$

Рассчитаем базисный ток для точки К2 по формуле 7:

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА.}$$

Рассчитаем начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 по формуле 8:

$$I_{\Pi}^{(3)} = \frac{1}{7,283} \cdot 91,643 = 12,583 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 по формуле 9:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,583 \cdot 1,92 = 34,167 \text{ кА.}$$

2.1.3 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Определим в нормальном режиме при 100% загрузке силового трансформатора ток на стороне высокого напряжения 110 кВ:

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (12)$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,98 \text{ А.}$$

Также необходимо определить величину расчетного тока в продолжительном режиме при 40% перегрузке силового трансформатора:

$$I_{\text{р.маx}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (13)$$

$$I_{\text{р.маx}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ А.}$$

Со стороны 110 кВ силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ 2М к установке предлагается применить современные элегазовые выключатели типа ВГТ-110-П-40/2500.

Основные технические характеристики элегазовых выключателей типа ВГТ-110-II-40/2500 [7]:

- номинальное напряжение = 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение = 126 кВ;
- номинальный ток = 2000 А;
- номинальный ток отключения = 40 кА;
- ток электродинамической стойкости = 102 кА;
- ток термической стойкости = 40 кА;
- нормированное процентное содержание аperiodической составляющей = не более 45 %;
- собственное время отключения = 30 мс;
- полное время отключения = 50 мс;
- ресурс выключателя по механической стойкости («включение-пауза-отключение» без тока в главной цепи) = 10000 циклов;
- срок службы до среднего ремонта = 25 лет;
- срок службы до списания = 40 лет.

Сведем проверку выбранного типа выключателя на соответствие таких параметров как: напряжение, длительный ток, отключающая способность (действующее и амплитудное значение сквозного тока) в таблицу 4 [27,28,32].

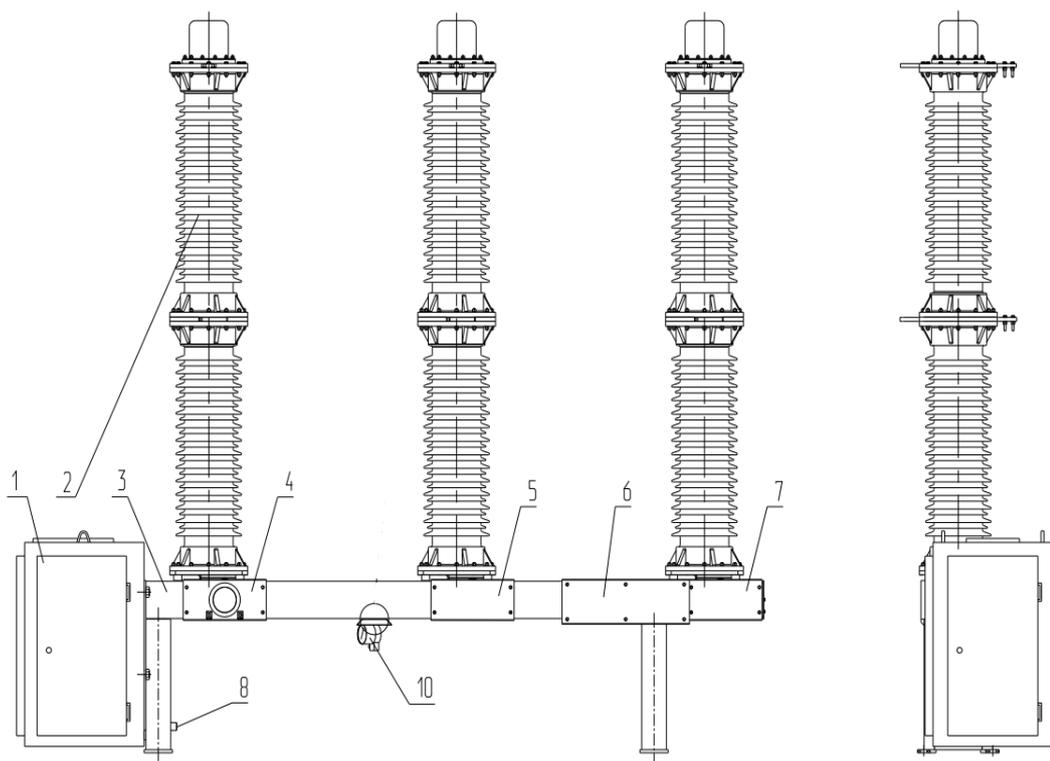
Необходимо проверить выключатель ВГТ-110-II-40/2500 на термическую устойчивость. Для этого определим расчетное значение теплового импульса:

$$W_k = I_{\Pi}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (14)$$
$$W_k = 6,95^2 \cdot (0,05 + 0,05 + 0,12) = 10,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 4 – Проверка выключателя ВГТ-110-II-40/2500

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ВГТ-110П-40/2500
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110кВ	110кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	117,57 А	2500 А
$I_k \leq I_{ном.откл}$	6,95 кА	40 кА
$I_k \leq I_{пр.с}$	6,95 кА	40 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	17,68 кА	102 кА
$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t$	10,61 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Условия проверки выключателя ВГТ-110-II-40/2500 выполнены, следовательно, принимаем данное оборудование к установке. Общий вид выключателя ВГТ-110-II-40/2500 показан на рисунке 8.



1 – привод; 2 – полюс; 3 – рама; 4, 5, 6, 7 – крышки; 8 – болт заземления; 9 – болты крепления привода; 10 – сигнализатор плотности

Рисунок 8– Общий вид выключателя ВГТ-110П-40/2500

2.1.4 Выбор выключателей на стороне 6 кВ

Определим в нормальном режиме при 100% загрузке силового трансформатора ток на стороне низкого напряжения 6 кВ:

$$I_{\text{нн}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}}, \quad (15)$$
$$I_{\text{нн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,29 \text{ А.}$$

Также необходимо определить величину расчетного тока в продолжительном режиме при 40% перегрузке силового трансформатора:

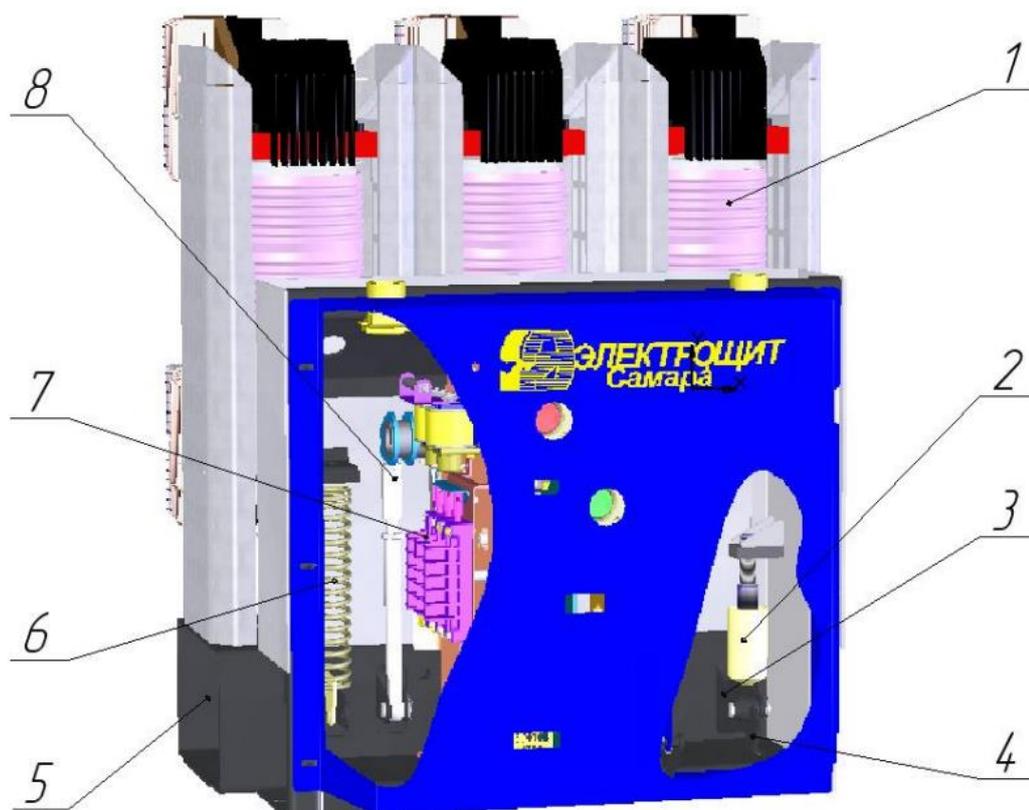
$$I_{\text{р.мах}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}}, \quad (16)$$
$$I_{\text{р.мах}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2052,81 \text{ А.}$$

Со стороны низкого напряжения 6 кВ силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ 2М к установке предлагается применить современные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500.

Основные технические характеристики вакуумных выключателей типа ВВУ-СЭЦ-Э-10-40/2500 [17]:

- номинальное напряжение = 10 кВ;
- номинальный ток = 2500 А;
- номинальный ток отключения = 31,5 кА;
- ток электродинамической стойкости = 80 кА;
- ток термической стойкости = 31,5 кА;
- начальное действующее значение периодической составляющей тока = 40кА;
- собственное время включения = 100 мс;
- собственное время отключения = 30 мс;
- ресурс по механической и коммутационной стойкости = 25000 циклов («включение-пауза-отключение»).

Общий вид ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 показан на рисунке 9.



1 – полюс; 2 – масляный буфер; 3 – вал блокировки; 4 – вал выключателя; 5 – рама; 6 – пружина отключения; 7 – привод электромагнитный; 8 – тяга

Рисунок 9– Общий вид выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500

Сведем проверку выключателя типа ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 на соответствие таких параметров как: напряжение, длительный ток, отключающая способность (действующее и амплитудное значение сквозного тока) в таблицу 5 [27, 28, 32].

Необходимо проверить выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 на термическую устойчивость. Для этого определим расчетное значение теплового импульса по формуле 14:

$$W_k = 12,583^2 \cdot (0,03 + 0,05 + 0,12) = 31,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 5 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	6,3кВ	10кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	2052,81 А	2500 А
$I_k \leq I_{ном.откл}$	12,583 кА	31,5 кА
$I_k \leq I_{пр.с}$	12,583 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	34,167 кА	80 кА
$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t$	31,67 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Условия проверки выключателя ВГТ-110-II-40/2500 выполнены, следовательно, принимаем данное оборудование к установке.

2.1.5 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

На ПС 110/6 кВ 2М к установке на ОРУ-110 предлагается применить современные разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя заземляющими ножами РГП-СЭЩ-з2-110/2000-УХЛ1.

Основные технические характеристики разъединителей типа РГП-СЭЩ-з2-110/2000-УХЛ1 [18]:

- номинальное напряжение = 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение = 126 кВ;
- номинальный ток = 1250 А;
- ток электродинамической стойкости = 80 кА;
- ток термической стойкости = 31,5 кА.

Общий вид РГП-СЭЩ-з2-110/2000-УХЛ1 показан на рисунке 10.



Рисунок 10– Общий вид РГП-СЭЩ-32-110/2000-УХЛ1

Сведем проверку разъединителя типа РГП-СЭЩ-32-110/2000-УХЛ1 по длительному номинальному току, номинальному напряжению, на динамическую и термическую стойкость в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка разъединителя типа РГП-СЭЩ-32-110/2000-УХЛ1

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные РГП-СЭЩ-32-110/2000-УХЛ1
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110кВ	110кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	117,57 А	2500 А
$I_k \leq I_{ном.откл}$	6,95 кА	31,5 кА
$I_k \leq I_{пр.с}$	6,95 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	17,68 кА	80 кА
$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t$	144,7 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Условия проверки разъединителя типа РГП-СЭЩ-32-110/2000-УХЛ1 выполнены, следовательно, принимаем данное оборудование к установке.

2.1.6 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Величину расчетного тока на стороне 110 кВ в продолжительном режиме при 40% перегрузке силового трансформатора составляет 117,57 А.

К установке на ОРУ 110 кВ предлагается применить современные трансформаторы тока типа ТОГФ-110/150-УХЛ1 опорного исполнения с фарфоровой крышкой.

Основные технические характеристики трансформаторы тока типа ТОГФ-110/150-УХЛ1 [6]:

- номинальное напряжение = 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение = 126 кВ;
- номинальный первичный ток = 150 А;
- номинальный вторичный ток = 5 А;
- ток электродинамической стойкости = 64 кА;
- ток термической стойкости = 31,5 кА;
- количество вторичных обмоток для измерений = 2;
- количество вторичных обмоток для защиты = 5;
- класс точности вторичных обмоток для измерений = 0,2S;
- класс точности вторичных обмоток для защиты = 5P;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$ = 30 ВА;
- средний срок службы = не менее 40 лет.

Общий вид ТОГФ-110/150-УХЛ1 показан на рисунке 11.



Рисунок 11– Общий вид трансформатора тока ТОГФ-110/150-УХЛ1

Сведем проверку трансформатора тока ТОГФ-110/150-УХЛ1 по длительному номинальному току, номинальному напряжению, на динамическую и термическую стойкость в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110/150-УХЛ1

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТОГФ-110/150-УХЛ1
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110кВ	110кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	117,57 А	150 А
$I_k \leq I_{ном.откл}$	6,95 кА	31,5 кА
$I_k \leq I_{пр.с}$	6,95 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	17,68 кА	64 кА
$W_k \leq I_{терм}^2 \cdot t$	144,7 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Условия проверки трансформатора тока ТОГФ-110/150-УХЛ1 выполнены, следовательно, принимаем данное оборудование к установке.

2.1.7 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Для питания вторичных цепей напряжения, используемых в измерительных приборах, устройствах защит, управления и сигнализации, к установке на ОРУ 110 кВ предлагается применить современные элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110-УХЛ1.

Основные технические характеристики трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110-УХЛ1 [6]:

- номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$) = $110/\sqrt{3}$ кВ;
- наибольшее рабочее напряжение = $126/\sqrt{3}$ кВ;
- $U_{\text{ном}}$ основных вторичных обмоток = $100/\sqrt{3}$ В;
- $U_{\text{ном}}$ дополнительной вторичной обмотки = 100 В;
- количество вторичных обмоток для учета = 1;
- количество вторичных обмоток для измерения = 1;
- количество вторичных обмоток для защиты = 1;
- класс точности вторичных обмоток для измерений и учета = 0,2;
- класс точности вторичных обмоток для защиты = 3Р;
- средний срок службы = не менее 30 лет.

Общий вид трансформатора напряжения типа ЗНОГ-110-УХЛ1 показан на рисунке 12.



Рисунок 12– Общий вид ЗНОГ-110-УХЛ1

2.1.8 Выбор ограничителей напряжения (ОПН) на стороне 110 кВ

В настоящее на стороне 110 кВ силовых трансформаторов ПС 110/6 кВ 2М установлены ОПН-110 кВ. Установленные ограничители перенапряжения приняты в эксплуатацию относительно недавно, находятся в хорошем техническом состоянии, являются современными устройствами защиты от перенапряжения. Поэтому замена данного оборудования является нецелесообразной.

В нейтрали силовых трансформаторов в настоящее время установлены вентильные разрядники (РВС-35), которые имеют ряд недостатков по сравнению с современными нелинейными ОПН на основе высоконелинейных оксидно-цинковых варисторов:

- высокое импульсное пробивное напряжением;
- ограниченную пропускную способность;
- после 20-25 лет эксплуатации разрядники повышают свои вольтамперные и вольт-секундные характеристики, что ухудшает защиту электрооборудования от перенапряжений;
- при срабатывании вблизи индуктивных элементов (силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, трансформаторов напряжения) вызывают в их обмотках градиентные (продольные) перенапряжения, опасные для изоляции.

В связи с вышеизложенным к установке в нейтрали силовых трансформаторов ПС 110/6 кВ 2М предлагается установить ограничители перенапряжения типа ОПН-35/550/37-10-III-УХЛ1

2.1.9 Выбор РУ 6 кВ

К установке принимаем комплектное распределительное устройства наружной установки типа КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии на напряжении 6-10 кВ.

Основные технические параметры и характеристики КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1 приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные технические параметры и характеристики комплектного распределительного устройства КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1[23]

Технические параметры и характеристики	Значение
1	2
Номинальное напряжение	6,0 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	7,2 кВ
Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ	630 А; 1000 А; 1600 А; 2000 А; 2500А; 3150 А
Номинальный ток сборных шин	1600 А; 2000 А; 3150 А
Номинальный ток отключения встроенных выключателей	20 кА; 31,5 кА
Ток термической стойкости при времени протекания 3с	20 кА; 31,5 кА
Ток электродинамической стойкости	51 кА; 81 кА
Вид изоляции	воздушная

Общий вид комплектного распределительного устройства КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1 показан на рисунке 13.



Рисунок 13 – Общий вид КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1

2.2 Реконструкция ПС 110/6 кВ 3М

Реконструкция ПС 110/6 кВ 3М вызвана необходимостью увеличения надежности электроснабжения потребителей за счет замены существующего устаревшего оборудования на современное.

Электрическая схема соединений ПС 110/6 3М является типовой и не нуждается в изменении.

На основании проведенного анализа журнала нагрузок основного энергетического оборудования ПС 110/6 кВ 3М [5] за 2020, 2021, 2022 годы выявлено, что установленные на подстанции силовые трансформаторы работают с коэффициентом загрузки 0,5-0,6. Так же были выполнен мониторинг журналов аварийных отключений энергетического оборудования ПС 110/6 кВ 3М [3], который показал, что за последние 15 лет не было аварийных отключений силовых трансформаторов от собственных основных защит, что свидетельствует о достаточно хорошем их техническом состоянии и квалифицированным обслуживанием.

В связи с вышеизложенным, считаю, что замена существующих силовых трансформаторов типа ТНДЦН-16000/110/6 не требуется.

Основные характеристики трансформатора ТНДЦН-16000/110/6 кВ:

- номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}=16$ МВА;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ на стороне ВН = 110 кВ;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ на стороне НН = 6 кВ;
- номинальная частота $f_{\text{НОМ}}= 50$ Гц;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ на стороне ВН = 80,3 А;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ на стороне НН = 1400 А;
- ток холостого хода = 0,5 %;
- напряжение короткого замыкания = 10,5% [4].

2.2.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС 110/6 кВ 3М

Произведем необходимый для выбора и проверки электрооборудования подстанции на термическую стойкость расчет токов короткого замыкания.

Для этого составим расчетную схему электроустановки (рисунок 14) и эквивалентную схему замещения (рисунок 15).

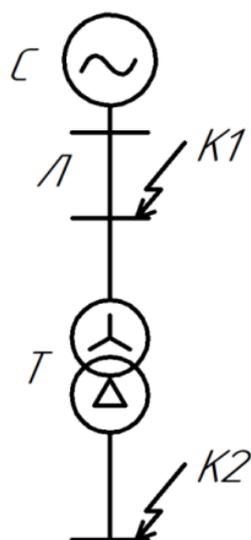


Рисунок 14 – Расчетная схема электроустановки

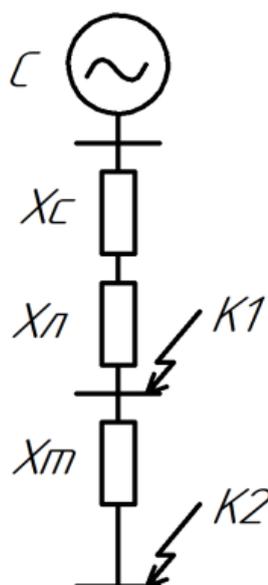


Рисунок 15 – Эквивалентная схема замещения

Для расчетов первую точку короткого замыкания (К1) принимаем на стороне 110 кВ силового трансформатора ПС 110/6 кВ 3М, а вторую точку короткого замыкания (К2) принимаем на шинах ЗРУ 6 кВ.

Для определения величины сопротивления элементов схемы электроустановки (система, воздушная линия, силовой трансформатор) зададимся следующими значениями:

- базисная мощность $S_{\text{б}} = 1000$ МВА;
- мощность короткого замыкания $S_k = 2500$ МВА;
- удельное сопротивление ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская (АС-120) $x_{\text{уд}} = 0,427$ Ом/км;
- длина ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская $l = 10$ км;
- номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном.т}} = 16$ МВА;
- напряжение короткого замыкания трансформатора $u_{\text{кз}} = 10,5\%$;
- базисное значение напряжения для стороны 110 кВ $U_{\text{б}} = 115$ кВ;
- базисное значение напряжения для стороны 6 кВ $U_{\text{б}} = 6,3$ кВ;
- ударный коэффициент $k_{\text{уд}} = 1,8$ (точка К1), $k_{\text{уд}} = 1,92$ (точка К2).

Рассчитаем сопротивление системы по формуле 4:

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

Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ Мелекес-Городская по формуле 5:

$$x_{\text{б.л.}}^* = 0,427 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,323.$$

Определим результирующее сопротивление элементов сети (система и ВЛ 110 кВ) до расчетной точки короткого замыкания К1 по формуле 6:

$$x_{\text{рез}(\delta)1}^* = 0,4 + 0,323 = 0,723.$$

Рассчитаем базисный ток для точки К1 по формуле 7:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Рассчитаем начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 (значение сверхпереходной ЭДС для системы примем равной единице) по формуле 8:

$$I_{\Pi}^{(3)} = \frac{1}{0,723} \cdot 5,02 = 6,95 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 по формуле 9:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,95 \cdot 1,8 = 17,68 \text{ кА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания на шинах ЗРУ 6 кВ в точке К2 необходимо рассчитать сопротивление трансформатора ТНДЦН-16000/110/6 кВ по формуле 10:

$$x_{\delta.т.}^* = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

Определим результирующее сопротивление элементов сети (система, ВЛ 110 кВ и силовой трансформатор) до расчетной точки короткого замыкания К2 на шинах ЗРУ 6кВ по формуле 11:

$$x_{рез(\delta)2}^* = 0,4 + 0,323 + 6,56 = 7,283.$$

Рассчитаем базисный ток для точки К2 по формуле 7:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА.}$$

Рассчитаем начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 по формуле 8:

$$I_{\text{п}}^{(3)} = \frac{1}{7,283} \cdot 91,643 = 12,583 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 по формуле 9:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,583 \cdot 1,92 = 34,167 \text{ кА.}$$

2.2.2 Выбор оборудования ПС 110/6 кВ 3М

На основании расчета токов короткого замыкания видно, что результаты расчетов совпадают с результатами расчетов токов КЗ на ПС 110/6 кВ 2М, так как основные технические характеристики выбранных силовых трансформаторов для установки на ПС 110/6 кВ 2М (ТДН-16000/110/10) и установленных силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ 3М (ТНДЦН-16000/110/6) совпадают. Также выбранная схема электрических соединений ПС 110/6 кВ 2М после реконструкции и существующая схема ПС 110/6 кВ 3М являются полностью идентичными. В связи с этим к установке на ПС 110/6 кВ 3М принимаем оборудование, аналогичное выбранному для установки на ПС 110/6 кВ 2М.

Нормальная схема электрических соединений ПС 110/6 кВ 3М после реконструкции представлена на рисунке 16.

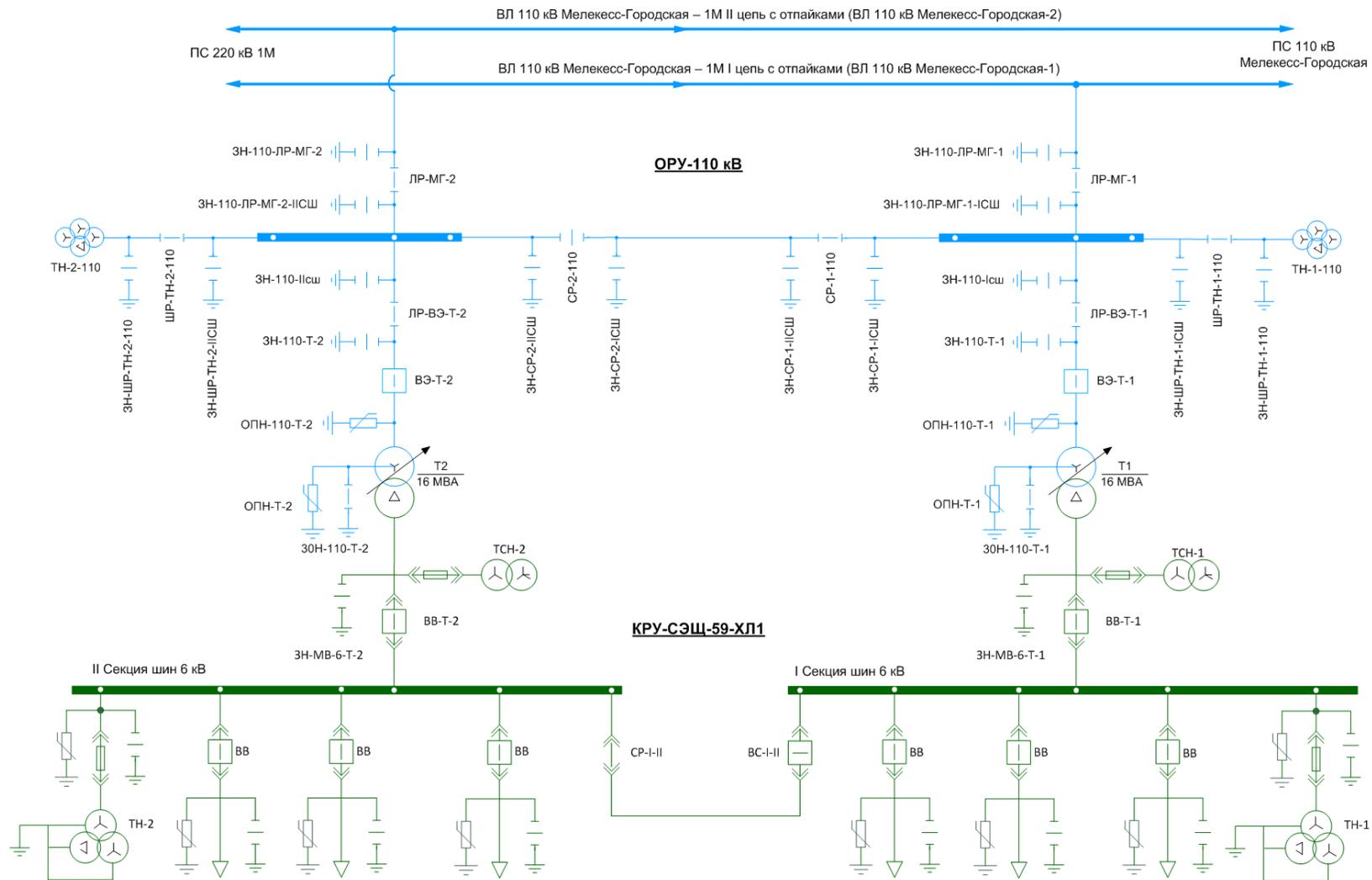


Рисунок 16 – Нормальная электрическая схема ПС 110/6 кВ 3М после реконструкции

2.3 Замена существующего парка силовых трансформаторов распределительной сети 6/0,4 кВ

В качестве замены установленных трансформаторов предлагается рассмотреть два варианта.

Вариант 1 – энергоэффективные масляные трансформаторы типа ТМГ12 герметичного исполнения.

Энергосберегающий эффект в трансформаторах типа ТМГ12, предлагаемых к замене достигается благодаря применению особых материалов и технологий:

– в конструкции используется большее, по сравнению со стандартным, количество особой кремнистой стали, с повышенным сопротивлением и пониженными потерями на перемагничивание; пластины кремнистой стали, образующие магнитопровод, имеют толщину 0,3 мм и покрыты лаком, обеспечивающим их изоляцию друг от друга;

– применяется схема шихтовки под названием Stap-lap. Пластины при такой схеме выполнены с косыми стыками, не имеют отверстий в активной стали. Таким образом, для отдельных типов трансформаторов достигается 30%-е снижение потерь холостого хода и короткого замыкания в сравнении с традиционными моделями.

Вариант 2 – сухие трансформаторы с литой изоляцией типа ТСЗГЛ защищенного герметичного исполнения.

Трансформаторы силовые сухие трехфазные с геафоловой литой изоляцией изготавливаются с выводами ВН внутри кожуха для подсоединения кабелем, выводы НН могут располагаться внутри кожуха для подсоединения кабелем (трансформаторы с кабельным подводом ВН/НН).

Для изоляции обмоток используется эпоксидный компаунд с кварцевым наполнителем (геафоль). Дополнительно обмотки усилены стеклотканью, что исключает возникновение трещин в эпоксидном компаунде даже при перегрузке трансформаторов. Геафоль не оказывает

вредного влияния на окружающую среду, не выделяет токсичных газов даже при воздействии дуговых разрядов. Благодаря такой изоляции обмотки не требуют технического обслуживания.

Трансформаторы обеспечивают полную экологическую и пожарную безопасность, могут устанавливаться в местах, требующих повышенной безопасности. Трансформаторы обеспечивают экономию распределительных шин и кабелей низкого напряжения, уменьшают в них потери электроэнергии.

Основные технические характеристики предлагаемых к установке трансформаторов приведены в таблице 8–9.

Таблица 8 – Основные технические характеристики силовых трансформаторов ТМГ12 [25]

Тип трансформатора	$P_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		Паспортные данные			
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %	$U_{\text{КЗ}}$, %
ТМГ12-1000/6	1000	6	0,4	1,2	10,5	1,5	5,5
ТМГ12-630/6	630	6	0,4	0,8	6,7	2,0	5,5
ТМГ12-400/6	400	6	0,4	0,61	4,6	2,1	4,6
ТМГ12-250/6	250	6	0,4	0,42	3,2	2,3	4,5
ТМГ12-160/6	160	6	0,4	0,3	2,4	2,3	4,5

Таблица 9 – Основные технические характеристики силовых трансформаторов ТСЗГЛ [26]

Тип трансформатора	$P_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		Паспортные данные			
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %	$U_{\text{КЗ}}$, %
ТСЗГЛ-1000/6	1000	6	0,4	2,15	8,4	1,5	8,0
ТСЗГЛ -630/6	630	6	0,4	1,65	5,7	2,0	5,5
ТСЗГЛ -400/6	400	6	0,4	1,2	3,9	2,5	5,5
ТСЗГЛ -250/6	250	6	0,4	0,9	3,0	2,5	4,0
ТСЗГЛ -160/6	160	6	0,4	0,7	2,5	2,8	4,0

С целью оценки эффективности предлагаемого мероприятия выполним сравнительный расчет потерь в рассматриваемых силовых трансформаторах, установленных в настоящее время на трансформаторных подстанциях

Западного района г. Димитровград, и предлагаемых к замене силовых трансформаторов (ТМГ12, ТСЗГЛ), имеющих лучшие энергетические характеристики.

Согласно порядку расчёта и обоснования нормативных потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям [19], потери электроэнергии в трансформаторе рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{\text{а.т.}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{н}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ф}}}{U_{\text{н}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{з}}^2 \cdot T_{\text{р}}, \quad (17)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – активные потери холостого хода при номинальном напряжении;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – активные нагрузочные потери (активные потери КЗ) при номинальной нагрузке;

$U_{\text{ф}}$ – фактическое напряжение на стороне ВН трансформатора в установившемся режиме работы электрической сети (6 кВ);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки силового трансформатора (6 кВ);

$K_{\text{з}} = S_{\text{ф}}/S_{\text{т.ном.}}$ – коэффициент загрузки трансформатора, определяется согласно проведенным сотрудниками предприятия АО «ГНЦ НИИАР» замерам нагрузки на трансформаторных подстанциях;

$S_{\text{ф}}$ – фактическая загрузка силового трансформатора;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

$T_{\text{н}}$ – номинальный годовой фонд работы трансформатора, 8760 ч;

$T_{\text{р}}$ – время работы трансформатора под нагрузкой, 6530 ч.

Для полновесной оценки доли потерь определим приведенные потери электроэнергии. Приведенные потери электроэнергии, учитывающие потери электроэнергии как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором рассчитываются по формуле:

$$\Delta W'_{a.T.} = \Delta P'_{xx} \cdot T_n \cdot \left(\frac{U_\phi}{U_n}\right)^2 + \Delta P'_{k3} \cdot K_3^2 \cdot T_p, \quad (18)$$

где $\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx}$ – приведенные активные потери мощности холостого хода;

$K_{ип.}$ – коэффициент изменения потерь или экономический эквивалент реактивной мощности. Характеризует активные потери от источника питания до трансформатора, приходящиеся на 1 кВАР пропускаемой реактивной мощности, кВт/кВАР (значения коэффициента $K_{ип.}$ для силовых трансформаторов 6/0,4 кВ можно принять равным 0,1);

$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100)$ – реактивные потери мощности холостого хода ($I_{xx\%}$ – ток холостого хода, $S_{т.ном.}$ – номинальная мощность силового трансформатора);

$\Delta P'_{к3} = \Delta P_{к3} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{к3}$ – приведенные активные потери мощности короткого замыкания;

$\Delta Q_{к3} = S_{т.ном.} \cdot (U_{к3\%}/100)$ – реактивные потери мощности короткого замыкания ($U_{к3\%}$ – напряжение КЗ, $S_{т.ном.}$ – номинальная мощность силового трансформатора).

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 41 типа ТМ-1000/6 с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,38$ ($I_{xx} = 1,5\%$, $U_{к3} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 2,45$ кВт, $\Delta P_{к3} = 12,2$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 1000 \cdot (1,5/100) = 15 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{к3} = S_{т.ном.} \cdot (U_{к3\%}/100) = 1000 \cdot (5,5/100) = 55 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 2,45 + 0,1 \cdot 15 = 3,95 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{к3} = \Delta P_{к3} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{к3} = 12,22 + 0,1 \cdot 55 = 17,7 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{a.T.} = 3,95 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 17,7 \cdot 0,38^2 \cdot 6530 = 51,29 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 7 типа ТМ-630/6 с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,35$ ($I_{xx} = 2\%$, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1,5$ кВт, $\Delta P_{кз} = 7,2$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 630 \cdot (2/100) = 12,6 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 630 \cdot (5,5/100) = 34,65 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,5 + 0,1 \cdot 12,6 = 2,76 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 7,2 + 0,1 \cdot 34,7 = 10,665 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 2,76 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 10,665 \cdot 0,35^2 \cdot 6530 = 32,71 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-2 на ПС 11 типа ТМ-400/6 с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,51$ ($I_{xx} = 2,1\%$, $U_{кз} = 4,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1,2$ кВт, $\Delta P_{кз} = 5,5$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 400 \cdot (2,1/100) = 8,4 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 400 \cdot (4,5/100) = 18 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,2 + 0,1 \cdot 8,4 = 2,04 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 5,5 + 0,1 \cdot 18 = 7,3 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 2,04 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 7,3 \cdot 0,51^2 \cdot 6530 = 30,27 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 25 типа ТМ-250/6 с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,29$ ($I_{xx} = 2,3\%$, $U_{кз} = 4,5\%$, $\Delta P_{xx} = 0,66$ кВт, $\Delta P_{кз} = 3,7$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 250 \cdot (2,3/100) = 5,75 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 250 \cdot (4,5/100) = 11,25 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,66 + 0,1 \cdot 5,75 = 1,235 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 3,7 + 0,1 \cdot 11,25 = 4,825 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 1,235 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 4,825 \cdot 0,29^2 \cdot 6530 = 13,47 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-3 на ПС 7 типа ТМ-180/6 с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,46$ ($I_{xx} = 6\%$, $U_{кз} = 4,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1$ кВт, $\Delta P_{кз} = 3,3$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 180 \cdot (6/100) = 10,8 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 180 \cdot (4,5/100) = 8,1 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 1 + 0,1 \cdot 10,8 = 2,08 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 3,3 + 0,1 \cdot 8,1 = 4,11 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{\text{а.т.}} = 2,1 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 4,1 \cdot 0,46^2 \cdot 6530 = 23,9 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Аналогично определим приведенные потери электроэнергии для всех трансформаторов и сведем расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене, в таблицу 10.

Также рассчитаем приведенные потери электроэнергии для всех трансформаторов с учетом роста потерь холостого хода при их эксплуатации и сведем данный расчет потерь в таблицу 11.

Таблица 10 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 7	T-1	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,35	32,71
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,4	35,32
	T-3	ТМ-180/6	180	4,5	6,0	1,0	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,46	23,90
	T-4	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,0	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,41	22,73
ПС 9	T-1	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,52	43,01
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,25	28,53
ПС 11	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,51	30,27
ПС 18	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,36	24,05
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,52	30,76
ПС 25	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,29	13,47
ПС 29	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,37	30,24
ПС 31	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	31,26
ПС 32	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,52	35,72
ПС 34	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,57	33,36
ПС 35	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,37	24,40
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,44	27,10
ПС 36	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,45	27,52
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,28	21,61
ПС 37	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,5	34,88
ПС 39	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,55	37,04
ПС 40	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	27,96
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,484	34,24
ПС 41	T-1	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	2,45	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,38	51,29
	T-3	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	2,45	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,41	54,03
	T-5	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	2,45	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,31	45,71
	T-6	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	2,45	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,32	46,44
ПС 42	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,29	21,88

Продолжение таблицы 10

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx.},$ кВт	$\Delta P_{кз.},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx.},$ кВт	$\Delta P'_{кз.},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н.},$ ч	$T_{р.},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 44	T-1	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,0	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,47	24,15
	T-2	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,0	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,54	26,05
ПС 48	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,42	16,38
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,57	37,96
ПС 51	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,49	29,32
ПС 52	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,42	31,86
ПС 54	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,56	32,82
	T-2	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,37	30,24
ПС 55	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,34	29,36
ПС 61	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,48	34,08
ПС 63	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,44	32,57
ПС 64	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,51	35,30
ПС 65	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	31,26
ПС 66	T-1	ТСМА-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,41	35,88
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,5	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,32	31,31
ПС 72	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,55	32,29
ПС 73	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,48	34,08
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	27,96
ПС 75	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,55	20,35
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,5	18,70
ПС 80	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,48	28,85
ПС 80А	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,27	21,35
ПС 81	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,45	32,93
ПС 82	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,35	23,71
ПС 83	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,29	28,07
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,31	22,45
ПС 84	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,42	26,28

Продолжение таблицы 10

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.НОМ.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx.},$ кВт	$\Delta P_{кз.},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx.},$ кВт	$\Delta P'_{кз.},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н.},$ ч	$T_{р.},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 88	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,48	18,08
	T-2	ТМ-160/6	160	4,5	2,4	0,5	2,65	3,84	7,2	0,884	3,37	0,1	8760	6530	0,28	9,47
ПС 89	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	31,26
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,48	28,85
ПС 92	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,41	25,88
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,58	33,91
ПС 93	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,49	29,32
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,27	21,35
ПС 98	T-1	ТМЗ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	31,26
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,05	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,42	31,86
ПС 111	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,25	12,79
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,3	13,65
ПС 181	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,55	32,29
ПС 182	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,6	35,03
ПС 183	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,29	21,88
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,37	24,40
ПС 185	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,31	22,45
ПС 186	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,44	16,92
ПС 301	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,42	26,28
ПС 302	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,2	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	27,96
ПС 303	T-1	ТСМА-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,58	21,42
ПС 304	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,57	21,06
ПС 305	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,42	16,38
ПС 312	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,26	12,95
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,66	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,38	15,37
Итого																2227,01

Таблица 11 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене, с учетом роста потерь холостого хода при их эксплуатации

ПС	№ ТР	Тип	$S_{т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{хх.},$ %	$\Delta P_{хх.},$ кВт	$\Delta P_{кз.},$ кВт	$\Delta Q_{хх}$	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{хх.},$ кВт	$\Delta P'_{кз.},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н.},$ ч	$T_{р.},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 7	T-1	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,86	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,35	35,86
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	1,86	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,4	38,47
	T-3	ТМ-180/6	180	4,5	6,0	1,75	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,46	30,47
	T-4	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,74	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,41	29,21
ПС 9	T-1	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	2,32	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,52	50,19
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	2,32	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,25	35,71
ПС 11	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,79	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,51	35,44
ПС 18	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,79	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,36	29,22
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,69	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,52	35,05
ПС 25	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,01	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,29	16,53
ПС 29	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,77	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,37	36,55
ПС 31	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,67	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	35,38
ПС 32	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,77	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,52	42,03
ПС 34	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,67	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,57	37,48
ПС 35	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,45	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,37	26,59
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,47	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,44	29,46
ПС 36	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,75	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,45	32,34
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,77	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,28	26,60
ПС 37	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,88	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,5	42,15
ПС 39	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,84	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,55	43,96
ПС 40	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,81	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	33,30
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,73	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,484	40,19
ПС 41	T-1	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	3,86	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,38	63,64
	T-3	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	3,95	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,41	67,17
	T-5	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	3,95	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,31	58,85
	T-6	ТМ-1000/6	1000	5,5	1,5	4,29	12,2	15	55	3,95	17,7	0,1	8760	6530	0,32	62,56

Продолжение таблицы 11

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ин.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 42	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,69	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,29	26,17
ПС 44	T-1	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,77	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,47	30,89
	T-2	ТСМА-180/6	180	4,5	6,0	1,68	3,3	10,8	8,1	2,08	4,11	0,1	8760	6530	0,54	32,00
ПС 48	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,82	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,42	17,78
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,77	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,57	44,27
ПС 51	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,69	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,49	33,61
ПС 52	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,84	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,42	38,78
ПС 54	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,63	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,56	36,59
	T-2	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,84	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,37	37,16
ПС 55	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,69	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,34	34,97
ПС 61	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,79	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,48	40,56
ПС 63	T-1	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,71	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,44	38,35
ПС 64	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,84	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,51	42,22
ПС 65	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,67	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	35,38
ПС 66	T-1	ТСМА-630/6	630	5,5	2,0	2,01	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,41	40,35
	T-2	ТМ-630/6	630	5,5	2,0	2,01	7,2	12,6	34,65	2,76	10,665	0,1	8760	6530	0,32	35,78
ПС 72	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,63	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,55	36,06
ПС 73	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,8	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,48	40,65
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,45	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	30,15
ПС 75	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,03	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,55	23,59
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,04	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,5	22,02
ПС 80	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,47	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,48	31,22
ПС 80А	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,83	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,27	26,86
ПС 81	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,86	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,45	40,03
ПС 82	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,67	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,35	27,83
ПС 83	T-1	ТМ-320/6	320	4,5	5,5	1,86	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,29	35,17
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,41	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,31	24,29

Продолжение таблицы 11

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 84	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,85	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,42	31,97
ПС 88	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,96	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,48	20,71
	T-2	ТМ-160/6	160	4,5	2,4	0,71	2,65	3,84	7,2	0,884	3,37	0,1	8760	6530	0,28	11,31
ПС 89	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,55	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	34,33
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,55	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,48	31,92
ПС 92	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,47	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,41	28,25
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,47	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,58	36,27
ПС 93	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,55	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,49	32,38
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,43	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,27	23,36
ПС 98	T-1	ТМЗ-400/6	400	4,5	2,1	1,45	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,53	33,45
	T-2	ТСМА-320/6	320	4,5	5,5	1,75	4,85	17,6	14,4	2,81	6,29	0,1	8760	6530	0,42	37,99
ПС 111	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,03	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,25	16,03
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,9	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,3	15,76
ПС 181	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,69	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,55	36,58
ПС 182	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,41	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,6	36,87
ПС 183	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,61	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,29	25,47
	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,61	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,37	27,99
ПС 185	T-2	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,43	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,31	24,47
ПС 186	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,04	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,44	20,25
ПС 301	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,45	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,42	28,47
ПС 302	T-1	ТМ-400/6	400	4,5	2,1	1,73	5,5	8,4	18	2,04	7,3	0,1	8760	6530	0,46	32,60
ПС 303	T-1	ТСМА-250/6	250	4,5	2,3	1,06	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,58	24,92
ПС 304	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,04	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,57	24,38
ПС 305	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,97	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,42	19,09
ПС 312	T-1	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	0,96	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,26	15,58
	T-2	ТМ-250/6	250	4,5	2,3	1,05	3,7	5,75	11,25	1,235	4,825	0,1	8760	6530	0,38	18,78
Итого																2606,32

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 41 с учетом замены на трансформатор типа ТМГ12-1000/6 ($K_3 = 0,38$, $I_{xx} = 1,5\%$, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1,2$ кВт, $\Delta P_{кз} = 10,5$ кВт):

$$\begin{aligned}\Delta Q_{xx} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 1000 \cdot (1,5/100) = 15 \text{ (кВт)}; \\ \Delta Q_{кз} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 1000 \cdot (5,5/100) = 55 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{xx} &= \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,2 + 0,1 \cdot 15 = 2,7 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{кз} &= \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 10,5 + 0,1 \cdot 55 = 16 \text{ (кВт)}; \\ \Delta W'_{\text{а.т.}} &= 2,7 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 16 \cdot 0,38^2 \cdot 6530 = 38,74 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.\end{aligned}$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 7 с учетом замены на трансформатор типа ТМГ12-630/6 ($K_3 = 0,35$, $I_{xx} = 2\%$, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 0,8$ кВт, $\Delta P_{кз} = 6,7$ кВт):

$$\begin{aligned}\Delta Q_{xx} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 630 \cdot (2/100) = 12,6 \text{ (кВт)}; \\ \Delta Q_{кз} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 630 \cdot (5,5/100) = 34,65 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{xx} &= \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,8 + 0,1 \cdot 12,6 = 2,06 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{кз} &= \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 6,7 + 0,1 \cdot 34,65 = 10,165 \text{ (кВт)}; \\ \Delta W'_{\text{а.т.}} &= 2,06 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 10,165 \cdot 0,35^2 \cdot 6530 = 26,18 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.\end{aligned}$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-2 на ПС 11 с учетом замены на трансформатор типа ТМГ12-400/6 ($K_3 = 0,51$, $I_{xx} = 2,1\%$, $U_{кз} = 4,6\%$, $\Delta P_{xx} = 0,61$ кВт, $\Delta P_{кз} = 4,6$ кВт):

$$\begin{aligned}\Delta Q_{xx} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 400 \cdot (2,1/100) = 8,4 \text{ (кВт)}; \\ \Delta Q_{кз} &= S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 400 \cdot (4,6/100) = 18,4 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{xx} &= \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,61 + 0,1 \cdot 8,4 = 1,45 \text{ (кВт)}; \\ \Delta P'_{кз} &= \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 4,6 + 0,1 \cdot 18,4 = 6,44 \text{ (кВт)}; \\ \Delta W'_{\text{а.т.}} &= 1,45 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 6,44 \cdot 0,51^2 \cdot 6530 = 23,64 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.\end{aligned}$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 25 с учетом замены на трансформатор типа ТМГ12-250/6 ($K_3 = 0,29$, $I_{xx} = 2,3\%$, $U_{кз} = 4,5\%$, $\Delta P_{xx} = 0,42$ кВт, $\Delta P_{кз} = 3,2$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 250 \cdot (2,3/100) = 5,75 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 250 \cdot (4,5/100) = 11,25 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,42 + 0,1 \cdot 5,75 = 0,995 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 3,2 + 0,1 \cdot 11,25 = 4,325 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{\text{а.т.}} = 0,995 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 4,325 \cdot 0,29^2 \cdot 6530 = 11,09 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-3 на ПС 7 с учетом замены на трансформатор типа ТМГ12-160/6 ($K_3 = 0,46$, $I_{xx} = 2,3\%$, $U_{кз} = 4,5\%$, $\Delta P_{xx} = 0,3$ кВт, $\Delta P_{кз} = 2,4$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 160 \cdot (2,3/100) = 3,68 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 160 \cdot (4,5/100) = 7,2 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,3 + 0,1 \cdot 3,68 = 0,668 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 2,4 + 0,1 \cdot 7,2 = 3,12 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{\text{а.т.}} = 0,668 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 3,12 \cdot 0,46^2 \cdot 6530 = 10,16 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Аналогично определим приведенные потери электроэнергии для всех трансформаторов с учетом их замены на трансформаторы типа ТМГ12 и сведем расчет потерь электроэнергии в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах типа ТМГ12

ПС	№ ТР	Тип	$S_{т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{хх.},$ %	$\Delta P_{хх},$ кВт	$\Delta P_{кз.},$ кВт	$\Delta Q_{хх}$	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{хх},$ кВт	$\Delta P'_{кз.},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н.},$ ч	$T_{р.},$ ч	K_3	$\Delta W'_{ат.},$ тыс.кВт·ч
ПС 7	T-1	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,35	26,18
	T-2	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,4	28,67
	T-3	ТМГ12-160/6	160	4,5	2,3	0,3	2,4	3,68	7,2	0,668	3,12	0,1	8760	6530	0,46	10,16
	T-4	ТМГ12-160/6	160	4,5	2,3	0,3	2,4	3,68	7,2	0,668	3,12	0,1	8760	6530	0,41	9,28
ПС 9	T-1	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,52	35,99
	T-2	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,25	22,19
ПС 11	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,51	23,64
ПС 18	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,36	18,15
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,52	24,07
ПС 25	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,29	11,09
ПС 29	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,37	12,58
ПС 31	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,53	24,51
ПС 32	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,52	16,35
ПС 34	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,57	26,37
ПС 35	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,37	18,46
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,44	20,84
ПС 36	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,45	21,22
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,28	16,00
ПС 37	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,5	15,78
ПС 39	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,55	17,26
ПС 40	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,46	21,60
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,484	15,33
ПС 41	T-1	ТМГ12-1000/6	1000	5,5	1,5	1,2	10,5	15	55	2,7	16	0,1	8760	6530	0,38	38,74
	T-3	ТМГ12-1000/6	1000	5,5	1,5	1,2	10,5	15	55	2,7	16	0,1	8760	6530	0,41	41,22
	T-5	ТМГ12-1000/6	1000	5,5	1,5	1,2	10,5	15	55	2,7	16	0,1	8760	6530	0,31	33,69
	T-6	ТМГ12-1000/6	1000	5,5	1,5	1,2	10,5	15	55	2,7	16	0,1	8760	6530	0,32	34,35
ПС 42	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,29	16,24

Продолжение таблицы 12

ПС	№ ТР	Тип	$S_{Т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{хх.},$ %	$\Delta P_{хх},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$\Delta Q_{хх}$	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{хх},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{ат.},$ тыс.кВт·ч
ПС 44	T-1	ТМГ12-160/6	160	4,5	2,3	0,3	2,4	3,68	7,2	0,668	3,12	0,1	8760	6530	0,47	10,35
	T-2	ТМГ12-160/6	160	4,5	2,3	0,3	2,4	3,68	7,2	0,668	3,12	0,1	8760	6530	0,54	11,79
ПС 48	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,42	13,70
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,57	17,89
ПС 51	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,49	22,80
ПС 52	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,42	13,70
ПС 54	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,56	25,89
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,37	12,58
ПС 55	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,34	11,98
ПС 61	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,48	15,22
ПС 63	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,44	14,18
ПС 64	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,51	16,06
ПС 65	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,53	24,51
ПС 66	T-1	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,41	29,20
	T-2	ТМГ12-630/6	630	5,5	2	0,8	6,7	12,6	34,65	2,06	10,165	0,1	8760	6530	0,32	24,84
ПС 72	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,55	25,42
ПС 73	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,48	15,22
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,46	21,60
ПС 75	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,55	17,26
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,5	15,78
ПС 80	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,48	22,39
ПС 80А	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,27	15,77
ПС 81	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,45	14,44
ПС 82	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,35	17,85
ПС 83	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,29	11,09
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,31	16,74
ПС 84	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,42	20,12

Продолжение таблицы 12

ПС	№ ТР	Тип	$S_{т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 88	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,48	15,22
	T-2	ТМГ12-160/6	160	4,6	2,1	0,61	4,6	3,36	7,36	0,946	5,336	0,1	8760	6530	0,28	11,02
ПС 89	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,53	24,51
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,48	22,39
ПС 92	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,41	19,77
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,58	26,85
ПС 93	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,49	22,80
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,27	15,77
ПС 98	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,53	24,51
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,42	13,70
ПС 111	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,25	10,48
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,3	11,26
ПС 181	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,55	25,42
ПС 182	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,6	27,84
ПС 183	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,29	16,24
	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,37	18,46
ПС 185	T-2	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,31	16,74
ПС 186	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,44	14,18
ПС 301	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,42	20,12
ПС 302	T-1	ТМГ12-400/6	400	4,6	2,1	0,61	4,6	8,4	18,4	1,45	6,44	0,1	8760	6530	0,46	21,60
ПС 303	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,58	18,22
ПС 304	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,57	17,89
ПС 305	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,42	13,70
ПС 312	T-1	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,26	10,63
	T-2	ТМГ12-250/6	250	4,5	2,3	0,42	3,2	5,75	11,25	0,995	4,325	0,1	8760	6530	0,38	12,79
Итого																1530,49

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 41 с учетом замены на трансформатор типа ТСЗГЛ-1000/6 ($K_3 = 0,38$, $I_{xx} = 1,5\%$, $U_{кз} = 8\%$, $\Delta P_{xx} = 2,15$ кВт, $\Delta P_{кз} = 8,4$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 1000 \cdot (1,5/100) = 15 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 1000 \cdot (8/100) = 80 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 2,15 + 0,1 \cdot 15 = 3,65 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 8,4 + 0,1 \cdot 80 = 16,4 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 3,65 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 16,4 \cdot 0,38^2 \cdot 6530 = 47,44 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 7 с учетом замены на трансформатор типа ТСЗГЛ-630/6 ($K_3 = 0,35$, $I_{xx} = 2\%$, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1,65$ кВт, $\Delta P_{кз} = 5,7$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 630 \cdot (2/100) = 12,6 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 630 \cdot (5,5/100) = 34,65 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,65 + 0,1 \cdot 12,6 = 2,91 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 5,7 + 0,1 \cdot 34,65 = 9,165 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 2,91 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 9,165 \cdot 0,35^2 \cdot 6530 = 32,82 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-2 на ПС 11 с учетом замены на трансформатор типа ТСЗГЛ-400/6 ($K_3 = 0,51$, $I_{xx} = 2,5\%$, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{xx} = 1,2$ кВт, $\Delta P_{кз} = 3,9$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{т.ном.} \cdot (I_{xx\%}/100) = 400 \cdot (2,5/100) = 10 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{т.ном.} \cdot (U_{кз\%}/100) = 400 \cdot (5,5/100) = 22 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,2 + 0,1 \cdot 10 = 2,2 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип.} \cdot \Delta Q_{кз} = 3,9 + 0,1 \cdot 22 = 6,1 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{а.т.} = 2,2 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 6,1 \cdot 0,51^2 \cdot 6530 = 29,63 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-1 на ПС 25 с учетом замены на трансформатор типа ТСЗГЛ-250/6 ($K_3 = 0,29$, $I_{xx} = 2,5\%$, $U_{кз} = 4\%$, $\Delta P_{xx} = 0,9$ кВт, $\Delta P_{кз} = 3$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 250 \cdot (2,5/100) = 6,25 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 250 \cdot (4/100) = 10 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,9 + 0,1 \cdot 6,25 = 1,525 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 3 + 0,1 \cdot 10 = 4 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{\text{а.т.}} = 1,525 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 4 \cdot 0,29^2 \cdot 6530 = 15,56 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Определим приведенные потери электроэнергии для трансформатора Т-3 на ПС 7 с учетом замены на трансформатор типа ТСЗГЛ-160/6 ($K_3 = 0,46$, $I_{xx} = 2,8\%$, $U_{кз} = 4\%$, $\Delta P_{xx} = 0,7$ кВт, $\Delta P_{кз} = 2,5$ кВт):

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (I_{xx\%}/100) = 160 \cdot (2,8/100) = 4,48 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{т.ном.}} \cdot (U_{кз\%}/100) = 160 \cdot (4/100) = 6,4 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{xx} = 0,7 + 0,1 \cdot 4,48 = 1,148 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{\text{ип.}} \cdot \Delta Q_{кз} = 2,5 + 0,1 \cdot 6,4 = 3,14 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta W'_{\text{а.т.}} = 1,148 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{6}{6}\right)^2 + 3,14 \cdot 0,46^2 \cdot 6530 = 14,40 \text{ (тыс. кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Аналогично определим приведенные потери электроэнергии для всех трансформаторов с учетом их замены на трансформаторы типа ТСЗГЛ и сведем расчет потерь электроэнергии в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах типа ТСЗГЛ

ПС	№ ТР	Тип	$S_{т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 7	T-1	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,35	32,82
	T-2	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,4	35,07
	T-3	ТСЗГЛ-160/6	160	4	2,8	0,7	2,5	4,48	6,4	1,148	3,14	0,1	8760	6530	0,46	14,40
	T-4	ТСЗГЛ-160/6	160	4	2,8	0,7	2,5	4,48	6,4	1,148	3,14	0,1	8760	6530	0,41	13,50
ПС 9	T-1	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,52	41,67
	T-2	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,25	29,23
ПС 11	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,51	29,63
ПС 18	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,36	24,43
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,52	30,04
ПС 25	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,29	15,56
ПС 29	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,37	16,93
ПС 31	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,53	30,46
ПС 32	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,52	20,42
ПС 34	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,57	32,21
ПС 35	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,37	24,73
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,44	26,98
ПС 36	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,45	27,34
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,28	22,39
ПС 37	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,5	19,89
ПС 39	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,55	21,26
ПС 40	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,46	27,70
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,484	19,48
ПС 41	T-1	ТСЗГЛ-1000/6	1000	8	1,5	2,15	8,4	15	80	3,65	16,4	0,1	8760	6530	0,38	47,44
	T-3	ТСЗГЛ-1000/6	1000	8	1,5	2,15	8,4	15	80	3,65	16,4	0,1	8760	6530	0,41	49,98
	T-5	ТСЗГЛ-1000/6	1000	8	1,5	2,15	8,4	15	80	3,65	16,4	0,1	8760	6530	0,31	42,27
	T-6	ТСЗГЛ-1000/6	1000	8	1,5	2,15	8,4	15	80	3,65	16,4	0,1	8760	6530	0,32	42,94
ПС 42	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,29	22,62

Продолжение таблицы 13

ПС	№ ТР	Тип	$S_{T.НОМ.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx.},$ кВт	$\Delta P_{кз.},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx.},$ кВт	$\Delta P'_{кз.},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н.},$ ч	$T_{р.},$ ч	K_3	$\Delta W'_{ат.},$ тыс.кВт·ч
ПС 44	T-1	ТСЗГЛ-160/6	160	4	2,8	0,7	2,5	4,48	6,4	1,148	3,14	0,1	8760	6530	0,47	14,59
	T-2	ТСЗГЛ-160/6	160	4	2,8	0,7	2,5	4,48	6,4	1,148	3,14	0,1	8760	6530	0,54	16,04
ПС 48	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,42	17,97
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,57	21,85
ПС 51	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,49	28,84
ПС 52	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,42	17,97
ПС 54	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,56	31,76
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,37	16,93
ПС 55	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,34	16,38
ПС 61	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,48	19,38
ПС 63	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,44	18,42
ПС 64	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,51	20,15
ПС 65	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,53	30,46
ПС 66	T-1	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,41	35,55
	T-2	ТСЗГЛ-630/6	630	5,5	2	1,65	5,7	12,6	34,65	2,91	9,165	0,1	8760	6530	0,32	31,62
ПС 72	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,55	31,32
ПС 73	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,48	19,38
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,46	27,70
ПС 75	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,55	21,26
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,5	19,89
ПС 80	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,48	28,45
ПС 80А	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,27	22,18
ПС 81	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,45	18,65
ПС 82	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,35	24,15
ПС 83	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,29	15,56
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,31	23,10
ПС 84	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,42	26,30

Продолжение таблицы 13

ПС	№ ТР	Тип	$S_{т.ном.},$ кВА	$U_{кз.},$ %	$I_{xx.},$ %	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	$K_{ип.}$	$T_{н},$ ч	$T_{р},$ ч	K_3	$\Delta W'_{а.т.},$ тыс.кВт·ч
ПС 88	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,48	19,38
	T-2	ТСЗГЛ-160/6	160	4	2,8	0,7	2,5	4,48	6,4	1,148	3,14	0,1	8760	6530	0,28	11,66
ПС 89	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,53	30,46
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,48	28,45
ПС 92	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,41	25,97
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,58	32,67
ПС 93	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,49	28,84
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,27	22,18
ПС 98	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,53	30,46
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,42	17,97
ПС 111	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,25	14,99
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,3	15,71
ПС 181	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,55	31,32
ПС 182	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,6	33,61
ПС 183	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,29	22,62
	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,37	24,73
ПС 185	T-2	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,31	23,10
ПС 186	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,44	18,42
ПС 301	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,42	26,30
ПС 302	T-1	ТСЗГЛ-400/6	400	5,5	2,5	1,2	3,9	10	22	2,2	6,1	0,1	8760	6530	0,46	27,70
ПС 303	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,58	22,15
ПС 304	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,57	21,85
ПС 305	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,42	17,97
ПС 312	T-1	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,26	15,12
	T-2	ТСЗГЛ-250/6	250	4	2,5	0,9	3	6,25	10	1,525	4	0,1	8760	6530	0,38	17,13
Итого																1957,96

Из итоговых показателей (рисунок 17) таблиц 10-13 следует, что:

– потери электроэнергии в трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене (без учета роста потерь холостого хода при эксплуатации трансформаторов), составляют $\Delta W_{\text{год}}=2227,01$ (тыс.кВт·ч);

– потери электроэнергии в трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене (с учетом роста потерь холостого хода при эксплуатации трансформаторов), составляют $\Delta W_{\text{год}}=2606,32$ (тыс.кВт·ч);

– потенциальные потери электроэнергии в силовых трансформаторах типа ТМГ12, составят $\Delta W_{\text{год}}=1530,49$ (тыс.кВт·ч);

– потенциальные потери электроэнергии в силовых трансформаторах типа ТСЗЛГ, составят $\Delta W_{\text{год}}=1957,96$ (тыс.кВт·ч).

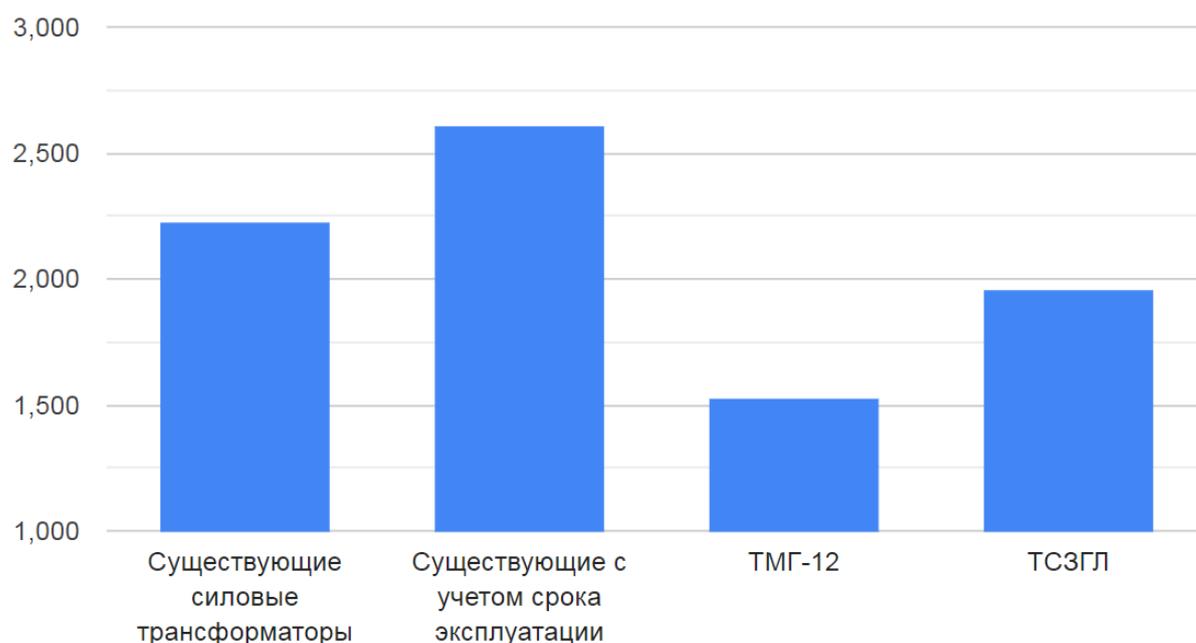


Рисунок 17 – Диаграмма электрических потерь

В таблице 14 представлен сравнительный анализ потерь в трансформаторах 6/0,4 кВ, подлежащих замене без учета и с учетом роста потерь холостого хода при эксплуатации трансформаторов, свыше назначенного производителем срока службы, а также для трансформаторов типа ТСЗЛГ и для трансформаторов типа ТМГ12.

Таблица 14 – Сравнительный анализ потерь электроэнергии в силовых трансформаторах

ПС	№ ТР	Тип	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ (при увеличении $\Delta P_{\text{хх}}$) тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТСЗГЛ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМГ12}},$ тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТСЗГЛ, тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТМГ12, тыс.кВт·ч
ПС 7	Т-1	ТМ-630/6	32,71	35,86	32,82	26,18	3,04	9,68
	Т-2	ТМ-630/6	35,32	38,47	35,07	28,67	3,4	9,8
	Т-3	ТМ-180/6	23,90	30,47	14,40	10,16	16,07	20,31
	Т-4	ТСМА-180/6	22,73	29,21	13,50	9,28	15,71	19,93
ПС 9	Т-1	ТМ-630/6	43,01	50,19	41,67	35,99	8,52	14,2
	Т-2	ТМ-630/6	28,53	35,71	29,23	22,19	6,48	13,52
ПС 11	Т-2	ТМ-400/6	30,27	35,44	29,63	23,64	5,81	11,8
ПС 18	Т-1	ТМ-400/6	24,05	29,22	24,43	18,15	4,79	11,07
	Т-2	ТМ-400/6	30,76	35,05	30,04	24,07	5,01	10,98
ПС 25	Т-1	ТМ-250/6	13,47	16,53	15,56	11,09	0,97	5,44
ПС 29	Т-1	ТСМА-320/6	30,24	36,55	16,93	12,58	19,62	23,97
ПС 31	Т-1	ТМ-400/6	31,26	35,38	30,46	24,51	4,92	10,87
ПС 32	Т-1	ТСМА-320/6	35,72	42,03	20,42	16,35	21,61	25,68
ПС 34	Т-1	ТМ-400/6	33,36	37,48	32,21	26,37	5,27	11,11
ПС 35	Т-1	ТМ-400/6	24,40	26,59	24,73	18,46	1,86	8,13
	Т-2	ТМ-400/6	27,10	29,46	26,98	20,84	2,48	8,62
ПС 36	Т-1	ТМ-400/6	27,52	32,34	27,34	21,22	5	11,12
	Т-2	ТМ-400/6	21,61	26,60	22,39	16,00	4,21	10,6
ПС 37	Т-1	ТМ-320/6	34,88	42,15	19,89	15,78	22,26	26,37
ПС 39	Т-1	ТМ-320/6	37,04	43,96	21,26	17,26	22,7	26,7
ПС 40	Т-1	ТМ-400/6	27,96	33,30	27,70	21,60	5,6	11,7
	Т-2	ТСМА-320/6	34,24	40,19	19,48	15,33	20,71	24,86
ПС 41	Т-1	ТМ-1000/6	51,29	63,64	47,44	38,74	16,2	24,9
	Т-3	ТМ-1000/6	54,03	67,17	49,98	41,22	17,19	25,95
	Т-5	ТМ-1000/6	45,71	58,85	42,27	33,69	16,58	25,16
	Т-6	ТМ-1000/6	46,44	62,56	42,94	34,35	19,62	28,21

Продолжение таблицы 14

ПС	№ ТР	Тип	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ (при увеличении $\Delta P_{\text{хх}}$) тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТСЗГЛ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМГ12}},$ тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТСЗГЛ, тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТМГ12, тыс.кВт·ч
ПС 42	Т-1	ТМ-400/6	21,88	26,17	22,62	16,24	3,55	9,93
ПС 44	Т-1	ТСМА-180/6	24,15	30,89	14,59	10,35	16,3	20,54
	Т-2	ТСМА-180/6	26,05	32,00	16,04	11,79	15,96	20,21
ПС 48	Т-1	ТМ-250/6	16,38	17,78	17,97	13,70	-0,19	4,08
	Т-2	ТСМА-320/6	37,96	44,27	21,85	17,89	22,42	26,38
ПС 51	Т-1	ТМ-400/6	29,32	33,61	28,84	22,80	4,77	10,81
ПС 52	Т-1	ТМ-320/6	31,86	38,78	17,97	13,70	20,81	25,08
ПС 54	Т-1	ТМ-400/6	32,82	36,59	31,76	25,89	4,83	10,7
	Т-2	ТМ-320/6	30,24	37,16	16,93	12,58	20,23	24,58
ПС 55	Т-1	ТМ-320/6	29,36	34,97	16,38	11,98	18,59	22,99
ПС 61	Т-1	ТСМА-320/6	34,08	40,56	19,38	15,22	21,18	25,34
ПС 63	Т-1	ТСМА-320/6	32,57	38,35	18,42	14,18	19,93	24,17
ПС 64	Т-1	ТМ-320/6	35,30	42,22	20,15	16,06	22,07	26,16
ПС 65	Т-1	ТМ-400/6	31,26	35,38	30,46	24,51	4,92	10,87
ПС 66	Т-1	ТСМА-630/6	35,88	40,35	35,55	29,20	4,8	11,15
	Т-2	ТМ-630/6	31,31	35,78	31,62	24,84	4,16	10,94
ПС 72	Т-1	ТМ-400/6	32,29	36,06	31,32	25,42	4,74	10,64
ПС 73	Т-1	ТМ-320/6	34,08	40,65	19,38	15,22	21,27	25,43
	Т-2	ТМ-400/6	27,96	30,15	27,70	21,60	2,45	8,55
ПС 75	Т-1	ТМ-250/6	20,35	23,59	21,26	17,26	2,33	6,33
	Т-2	ТМ-250/6	18,70	22,02	19,89	15,78	2,13	6,24
ПС 80	Т-1	ТМ-400/6	28,85	31,22	28,45	22,39	2,77	8,83
ПС 80А	Т-1	ТМ-400/6	21,35	26,86	22,18	15,77	4,68	11,09
ПС 81	Т-1	ТМ-320/6	32,93	40,03	18,65	14,44	21,38	25,59
ПС 82	Т-1	ТМ-400/6	23,71	27,83	24,15	17,85	3,68	9,98

Продолжение таблицы 14

ПС	№ ТР	Тип	$\Delta W'_{\text{ТМ.}}$, тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМ.}}$, (при увеличения $\Delta P_{\text{хх}}$) тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТСЗГЛ.}}$, тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМГ12.}}$, тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТСЗГЛ, тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТМГ12, тыс.кВт·ч
ПС 83	Т-1	ТМ-320/6	28,07	35,17	15,56	11,09	19,61	24,08
	Т-2	ТМ-400/6	22,45	24,29	23,10	16,74	1,19	7,55
ПС 84	Т-1	ТМ-400/6	26,28	31,97	26,30	20,12	5,67	11,85
ПС 88	Т-1	ТМ-250/6	18,08	20,71	19,38	15,22	1,33	5,49
	Т-2	ТМ-160/6	9,47	11,31	11,66	11,02	-0,35	0,29
ПС 89	Т-1	ТМ-400/6	31,26	34,33	30,46	24,51	3,87	9,82
	Т-2	ТМ-400/6	28,85	31,92	28,45	22,39	3,47	9,53
ПС 92	Т-1	ТМ-400/6	25,88	28,25	25,97	19,77	2,28	8,48
	Т-2	ТМ-400/6	33,91	36,27	32,67	26,85	3,6	9,42
ПС 93	Т-1	ТМ-400/6	29,32	32,38	28,84	22,80	3,54	9,58
	Т-2	ТМ-400/6	21,35	23,36	22,18	15,77	1,18	7,59
ПС 98	Т-1	ТМЗ-400/6	31,26	33,45	30,46	24,51	2,99	8,94
	Т-2	ТСМА-320/6	31,86	37,99	17,97	13,70	20,02	24,29
ПС 111	Т-1	ТМ-250/6	12,79	16,03	14,99	10,48	1,04	5,55
	Т-2	ТМ-250/6	13,65	15,76	15,71	11,26	0,05	4,5
ПС 181	Т-1	ТМ-400/6	32,29	36,58	31,32	25,42	5,26	11,16
ПС 182	Т-1	ТМ-400/6	35,03	36,87	33,61	27,84	3,26	9,03
ПС 183	Т-1	ТМ-400/6	21,88	25,47	22,62	16,24	2,85	9,23
	Т-2	ТМ-400/6	24,40	27,99	24,73	18,46	3,26	9,53
ПС 185	Т-2	ТМ-400/6	22,45	24,47	23,10	16,74	1,37	7,73
ПС 186	Т-1	ТМ-250/6	16,92	20,25	18,42	14,18	1,83	6,07
ПС 301	Т-1	ТМ-400/6	26,28	28,47	26,30	20,12	2,17	8,35
ПС 302	Т-1	ТМ-400/6	27,96	32,60	27,70	21,60	4,9	11
ПС 303	Т-1	ТСМА-250/6	21,42	24,92	22,15	18,22	2,77	6,7
ПС 304	Т-1	ТМ-250/6	21,06	24,38	21,85	17,89	2,53	6,49

Продолжение таблицы 14

ПС	№ ТР	Тип	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМ}},$ (при увеличения $\Delta P_{\text{хх}}$) тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТСЗЛ}},$ тыс.кВт·ч	$\Delta W'_{\text{ТМГ12}},$ тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТСЗЛ, тыс.кВт·ч	ΔW при замене на ТМГ12, тыс.кВт·ч
ПС 305	Т-1	ТМ-250/6	16,38	19,09	17,97	13,70	1,12	5,39
ПС 312	Т-1	ТМ-250/6	12,95	15,58	15,12	10,63	0,46	4,95
	Т-2	ТМ-250/6	15,37	18,78	17,13	12,79	1,65	5,99
			2227,01	2606,32	1957,96	1530,49	648,36	1075,83

Предполагаемая экономия электроэнергии за счёт снижения потерь электрической энергии в трансформаторах 6/0,4кВ:

– при замене существующих трансформаторов на трансформаторы серии ТМГ12 составят 1075,83 тыс.кВт·ч;

– при замене существующих трансформаторов на трансформаторы серии ТСЗГЛ составляет 648,36 тыс.кВт·ч.

Ввиду того, что планируемые к установке трансформаторы являются условно необслуживаемыми, при реализации данного мероприятия справедливо ожидать снижения части эксплуатационных затрат, связанных с проведением работ по техническому обслуживанию и ремонту.

В таблице 15 приведены капитальные затраты на внедрение мероприятия по замене существующих трансформаторов на трансформаторы типа ТМГ12 и ТСЗГЛ, взятые на основании коммерческих предложений ОАО «Электрощит» [16] и ООО «РУ-ТРАНСФОРМАТОР»[21].

Таблица 15– Капитальные затраты на реализацию мероприятия по замене существующих трансформаторов

ПС	№ ТР	Тип ТМГ12	Стоимость ТМГ12 на 2023г, руб	Тип ТСЗГЛ	Стоимость ТСЗГЛ на 2023г, руб
ПС 7	Т-1	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
	Т-2	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
	Т-3	ТМГ12-160/6	212 708,40	ТСЗГЛ-160/6	519 268,00
	Т-4	ТМГ12-160/6	212 708,40	ТСЗГЛ-160/6	519 268,00
ПС 9	Т-1	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
	Т-2	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
ПС 11	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 18	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 25	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 29	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 31	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 32	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 34	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 35	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 36	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00

Продолжение таблицы 15

ПС	№ ТР	Тип ТМГ12	Стоимость ТМГ12 на 2023г, руб	Тип ТСЗГЛ	Стоимость ТСЗГЛ на 2023г, руб
ПС 37	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 39	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 40	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 41	Т-1	ТМГ12-1000/6	695 376,00	ТСЗГЛ-1000/6	989 740,00
	Т-3	ТМГ12-1000/6	695 376,00	ТСЗГЛ-1000/6	989 740,00
	Т-5	ТМГ12-1000/6	695 376,00	ТСЗГЛ-1000/6	989 740,00
	Т-6	ТМГ12-1000/6	695 376,00	ТСЗГЛ-1000/6	989 740,00
ПС 42	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 44	Т-1	ТМГ12-160/6	212 708,40	ТСЗГЛ-160/6	519 268,00
	Т-2	ТМГ12-160/6	212 708,40	ТСЗГЛ-160/6	519 268,00
ПС 48	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 51	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 52	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 54	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 55	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 61	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 63	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 64	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 65	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 66	Т-1	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
	Т-2	ТМГ12-630/6	499 392,00	ТСЗГЛ-630/6	772 645,00
ПС 72	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 73	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 75	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 80	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 80А	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 81	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 82	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 83	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 84	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 88	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-160/6	212 708,40	ТСЗГЛ-160/6	519 268,00
ПС 89	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 92	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 93	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 98	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00

Продолжение таблицы 15

ПС	№ ТР	Тип ТМГ12	Стоимость ТМГ12 на 2023г, руб	Тип ТСЗГЛ	Стоимость ТСЗГЛ на 2023г, руб
ПС 111	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 181	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 182	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 183	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 185	Т-2	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 186	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 301	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 302	Т-1	ТМГ12-400/6	363 354,00	ТСЗГЛ-400/6	628 038,00
ПС 303	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 304	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 305	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
ПС 312	Т-1	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
	Т-2	ТМГ12-250/6	277 431,60	ТСЗГЛ-250/6	579 330,00
Итоговая стоимость			27 604 304,40		49 973 070,00

Сведем итоговые результаты расчета капитальных затрат на реализацию мероприятия по замене существующих трансформаторов в сравнительную диаграмму (рисунок 18).

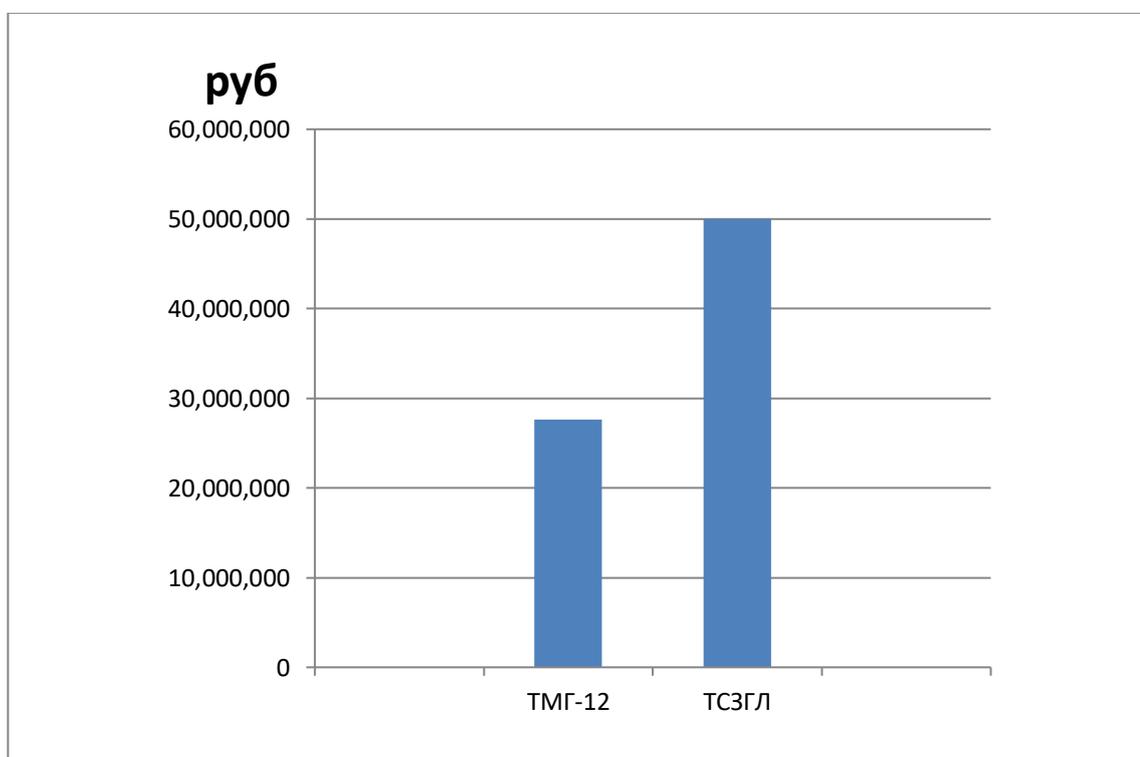


Рисунок 18 – Сравнительная диаграмма капитальных затрат

Основываясь на расчётных данных экономии электрической энергии, полученной при возможной замене существующих силовых трансформаторов 6/0,4 кВ, а также учитывая стоимость силовых трансформаторов, предполагаемых к установке, более приоритетным является вариант замены существующих трансформаторов 6/0,4 кВ на трансформаторы типа ТМГ12.

Определим экономию электроэнергии в год от реализации мероприятия по замене трансформаторов на трансформаторы типа ТМГ12, учитывая при расчете одноставочный тариф на электроэнергию, равный 4,52 руб/кВт·ч [20]:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta W'_{\text{ТМГ12}} \cdot 4,52 = 1\,075\,830 \cdot 4,52 = 4\,862\,751,60 \text{ (руб.)}$$

Срок окупаемости данного мероприятия (без учета затрат на монтажные и пусконаладочные работы) составит:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{27\,604\,304,40}{4\,862\,751,60} = 5,68 \approx 6 \text{ (лет)}$$

Выводы по второму разделу

Результатом выполнения второго раздела являются разработанные мероприятия по повышению эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград, которые включают в себя реконструкцию ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М, а также замену существующего парка силовых трансформаторов распределительной сети.

Реконструкция ПС 110/6 кВ 2М предполагает изменение схемы электрических соединений подстанции с применением стандартной схемы. На основании проведенного анализа реконструкция ПС 110/6 кВ 3М не предполагает изменение схемы электрических соединений и замены существующих силовых трансформаторов.

Выполнен подбор основного электротехнического оборудования ПС 110/6 кВ 2М и ПС 110/6 кВ 3М, а также проверка его на термическую и динамическую стойкость на основании токов короткого замыкания, полученных расчетным способом.

Выполнен расчет потерь электрической энергии в существующих силовых трансформаторах распределительной сети без учета и с учетом срока их эксплуатации.

Проведен сравнительный анализ двух вариантов замены существующих трансформаторов на трансформаторы типа ТМГ-12 и трансформаторы типа ТСЗГЛ. На основании сравнительного анализа (потери электрической энергии, капитальные затраты на реализацию мероприятия) приоритетным выбором является установка энергоэффективных трансформаторов типа ТМГ-12.

Заключение

Результатом выпускной квалификационной работы является достижение основной ее цели, а именно, повышение эффективности системы электроснабжения Западного района г. Димитровград.

В рамках выполнения магистерской диссертации выполнен качественный анализ системы электроснабжения, который показал, что данная систем является низкоэффективной и имеет серьезные недостатки.

Одним из главных недостатков является подключение силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ 2М к питающим ВЛ 110 кВ. На каждом присоединении трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 со стороны 110 кВ имеется короткозамыкатель КЗ-110 кВ. Отделитель на стороне 110 кВ установлен только на присоединении трансформатора Т-2, а на присоединениях трансформаторов Т-1 и Т-3 отделитель на стороне 110 кВ отсутствует, что негативно влияет на надежность электроснабжения потребителей.

При работе основной защиты силового трансформатора Т-1 (или Т-3), выполненной на включение короткозамыкателя КЗ-110-Т-1 (или КЗ-110-Т-3) и отключение МВ-6-Т-1 (или МВ-6-Т-3), ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-1 (или ВЛ 110 кВ Мелекесс-Городская-2) будут отключены со стороны питающих ПС с неуспешным автоматическим повторным включением.

Помимо погашения части потребителей, запитанных от ПС 110/6 кВ 2М, это повлечет за собой погашение силового трансформатора Т-1 или Т-2 на ПС 110/6 кВ 3М, так как питающая ВЛ 110 кВ будет отключена. Данный факт является достаточно серьезным недостатком в системе электроснабжения Западного района г. Димитровград, которая напрямую влияет на увеличение масштабов технологического нарушения и увеличения времени ее ликвидации действиями оперативного персонала.

Другим фактором, снижающим эффективность системы электроснабжения, является устаревшее оборудование ПС 110/6 кВ 2М и

ПС 110/6 кВ 3М. Данный фактор оказывает серьезное влияние на повышенную аварийность и увеличение вероятности отказа оборудования

Еще одним недостатком системы электроснабжения является высокий износ трансформаторного парка распределительной сети 6/0,4 кВ, так как 80% трансформаторов отработали свой эксплуатационный ресурс.

Для исключения влияния данных факторов были разработаны мероприятия по повышению энергоэффективности системы электроснабжения потребителей Западного района г. Димитровград, которые включают в себя:

- реконструкцию ПС 110/6 кВ 2М;
- реконструкцию ПС 110/6 кВ 3М;
- замену существующего парка силовых трансформаторов распределительной сети 6/0,4 кВ.

При реконструкции ПС 110/6 кВ 2М предлагается не только заменить устаревшее энергетическое оборудование, но и изменение нормальной схемы электрических соединений подстанции к типовому виду. К установке на ПС 110/6 кВ 2М предлагается установить два силовых трансформатора типа ТДН-16000/110/10, современные элегазовые выключатели типа ВГТ-110-II-40/2500 на стороне 110 кВ, вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 на стороне 6 кВ, разъединители РГП-СЭЩ-з2-110/2000-УХЛ1, измерительные трансформаторы тока ТОГФ-110/150-УХЛ1, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-УХЛ1, а также типовое комплектное распределительное устройства 6 кВ наружной установки типа КРУ-СЭЩ-59-ХЛ1.

При реконструкции ПС 110/6 кВ 3М схема электрических соединений осталась без изменений, так как не имеет существенных недостатков и является типовой, а также предлагается оставить установленные силовые трансформаторы, так как они имеют достаточно хорошее техническое состояние и отсутствуют факты их работы с перегрузкой.

Замена существующего парка силовых трансформаторов распределительной сети предлагается выполнить на базе современных энергоэффективных масляных трансформаторов типа ТМГ12. Предполагаемая годовая экономия электроэнергии за счёт снижения потерь электрической энергии в трансформаторах типа ТМГ12 6/0,4кВ составят 1075,83 тыс.кВт·ч.

Капитальные затраты на реализацию мероприятия по замене существующих трансформаторов на трансформаторы типа ТМГ12 составят 27 604 304,40 рублей (без учета затрат на монтажные и пусконаладочные работы). Было рассчитано, что за счет снижения потерь электрической энергии в трансформаторах ТМГ12, срок окупаемости данного мероприятия составит около 6 лет.

Результат выпускной квалификационной работы имеет высокую практическую ценность для организации АО «ГНЦ НИИАР», так как реализация указанных выше мероприятий позволит существенно повысить надежность электроснабжения потребителей электрической энергии, минимизировать риски выхода из строя основного энергетического оборудования, что напрямую влияет на уменьшения количества аварийных отключений.

Приведение схемы электрических соединений ПС 110/6 кВ 2М к типовому исполнению упрощают проведение оперативных переключений и, соответственно, снижается вероятность ошибок оперативного персонала.

Применение энергоэффективных масляных трансформаторов ТМГ12 позволит не только окупить выполненные мероприятия по их установке в достаточно короткий период, но и позволит в будущем снизить суммарные издержки, связанные с передачей и распределением электрической энергии за счет снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт трансформаторов и снижения потерь в трансформаторах.

Список используемых источников

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. 48 с.
2. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. 68 с.
3. Журналов аварийных отключений энергетического оборудования ПС 110/6 кВ 3М.
4. Журнал нагрузок энергетического оборудования ПС 110/6 кВ 2М.
5. Журнал нагрузок энергетического оборудования ПС 110/6 кВ 3М.
6. ЗАО «ЗЭТО». Высоковольтное газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] URL: <https://zeto.ru/wp-content/uploads/2023/05/Gazonapolnennoe-oborudovanie-2023.pdf>.
7. ЗАО «ЗЭТО». Каталог. ВГТ-110 [Электронный ресурс] URL: <https://zeto.ru/vgt-1>.
8. Иванов В.С., Пономарев В.А. Методы повышения эффективности систем энергоснабжения промышленных предприятий. Вестник РГРТУ №59, 2017. С. 158-169.
9. Инструкция по электроснабжению объектов использования атомной энергии АО «ГНЦ НИИАР» и взаимодействию с ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» / АО «ГНЦ НИИАР», 2021. 36 с.
10. Инструкция по эксплуатации оборудования ПС 110/6 кВ 2М / АО «ГНЦ НИИАР». 2009. 17 с.
11. Инструкция по эксплуатации оборудования ПС 110/6 кВ 3М / АО «ГНЦ НИИАР». 2009. 23 с.
12. Информационный портал «TRANSFORMаторы» [Электронный ресурс] URL: <https://transform.ru/articles/html/06exploitation/exp1000141.article> (дата обращения 18.12.2022).

13. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясама А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. 100 с.
14. Мясоедов Ю.В., Мясоедов Л.А., Подгурская И.Г. Электроснабжение городов: учебное пособие. Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. 106 с.
15. Наумчев, К.А. Повышение эффективности системы электроснабжения Западного района г.Димитровград / К.А. Наумчев // Молодежь. Наука. Общество. – 2023.
16. ОАО «Электрощит». Каталог. ТМГ12 [Электронный ресурс] URL: <https://elektrosh.nt-rt.ru/price/catalog/154385>.
17. ОАО «Электрощит». Каталог электроаппаратуры. ВВУ-СЭЩ-Э-10/31,5/2500 [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv>.
18. ОАО «Электрощит». Техническая информация. Разъединители переменного тока на напряжение 110 кВ серии РГП СЭЩ [Электронный ресурс] URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI_080_2009-versiya-1.11.pdf.
19. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 года N 326.
20. Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей в Ульяновской области на 2023 год: приказ Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области от 18.11.2022г. №93-П.
21. ООО «РУ-ТРАНСФОРМАТОР». Каталог. ТСЗГЛ [Электронный ресурс] URL: <https://transformator-energum.ru/tszgl-44>.
22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.

23. Руководство по эксплуатации. Комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-59 [Электронный ресурс] URL: <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf>.

24. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

25. Технические характеристики на масляные трансформаторы ТМГ12 [Электронный ресурс] URL: <https://metz.nt-rt.ru/images/manuals/%D0%A2%D0%9C%D0%93%2012.pdf> (дата обращения 17.04.2023).

26. Технические характеристики на масляные трансформаторы ТСЗГЛ [Электронный ресурс] URL: <https://metz.nt-rt.ru/images/manuals/1%D0%A2%D0%A1%D0%93%D0%9B.pdf> (дата обращения 17.04.2023).

27. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

28. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.

29. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

30. Meier A. von. Electric power systems: a conceptual introduction. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016. 328 p.

31. Ushakov V.Y. Electrical Power Engineering Current State, Problems and Perspectives. Springer Nature Switzerland AG. 2018. P. 308.

32. Yatsuk V., Mykyjchuk M., Bubela T. Ensuring the measurement efficiency in dispersed measuring systems for energy objects // Studies in Systems, Decision and Control. 2019. pp. 131-149.