

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей

Обучающийся

А.В. Пятченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2023

Аннотация

На подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» проведена замена электрического оборудования и изменена схема электрических соединений. Для того чтобы повысились экономика объекта и надёжность оборудования подстанции.

Главная цель данной работы это создание проекта для реконструкции электрической части трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Лапени».

Данная реконструкция позволяет повысить показатели экономичности и надёжности, а также экологии и безопасности.

Согласно характеристикам потребителей и схемы электрических соединений на подстанции проведён выбор новейших коммутационных аппаратов, силового трансформатора, а также проводников на напряжение 10 и 35кВ. Оборудование которое будет установлено на данной понижающей подстанции обладает высшими показателями экономичности и надёжности.

Путём расчётов было установлено современное оборудование удовлетворяющее всем требованиям, для того чтобы установить его на данной подстанции. А также разработана схема реконструкции электрических соединений подстанции.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции 35/10 кВ «Лапени»	6
2 Расчет электрических нагрузок подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени».....	13
3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»	17
4 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Лапени»	24
5 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Лапени»	31
6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/10 кВ «Лапени»	36
7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики на ПС-35/10 кВ «Лапени»	43
8 Расчет заземления и молниезащиты понижающей подстанции ПС-35/10 кВ«Лапени»	59
Заключение	61
Список используемых источников.....	64

Введение

В настоящее время существует множество подстанций которые были построены с учётом потребителей на тот момент когда многие предприятия промышленности небыли так сильно развиты.

Предприятия расширяются и им требуется большее количество электроэнергии и многих понижающих подстанций уже не хватает для питания потребителей. Да и оборудование находящееся на понижающих подстанциях устаревает, начинает давать сбои, запчасти становится достать всё труднее – для ремонтов оборудования.

Устаревшее оборудование находящееся на понижающих подстанциях в основном масляное. Высоковольтные выключатели а также трансформаторы тока и напряжения. Что в плане экологии и экономичности в настоящее время нецелесообразно применять. К таким понижающим подстанциям относится и ПС-35/10кВ «Лапени».

Разработать проект реконструкции электрической части трансформаторной понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» главная цель данной работы.

Будет заменено устаревшее, изношенное оборудование на новейшее. А также установлено новое оборудование соответствующее требованиям безопасности, экономичности, экологии и надёжности.

Будут проведены расчёты при максимальных нагрузках токов короткого замыкания.

Согласно характеристикам потребителей и схемы электрических соединений на подстанции проведён выбор новейших коммутационных аппаратов, силового трансформатора, а также проводников на напряжение 10 и 35кВ. Которые обладают высшими показателями экономичности и надёжности.

Всё оборудование установленное на подстанции будет проверено по совместимости и надёжности при работе в аварийном режиме. Проверка оборудования будет основана на результате всех электрических нагрузок.

Трансформаторные подстанции в наше время должны быть так построены и сформированы чтобы соответствовать всем требованиям по передаче и распределению электрической энергии. На таких подстанциях необходимо устанавливать новейшее оборудование которое не будет давать сбоев в работе и будет качественно выполнять свои задачи. Чтобы соответствовать всем требованиям на данной подстанции и будет проводится реконструкция.

Работа будет выполняться при использовании всех необходимых нормативных документов и положений. А также по существующему, согласованному заданию и плану.

1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции 35/10 кВ «Лапени»

Рассмотрим технические характеристики и данные понижающей подстанции 35/10кВ «Лапени» которая относится к подстанциям группы Могилёвских электрических сетей (далее МЭС). Данная понижающая подстанция была введена в работу в 1996 году. В основном подстанция была построена для нужд Могилёвского завода по переработке нефтяных продуктов, а также нескольких потребителей запитанных от комплектных трансформаторных подстанций (далее КТП).

Могилёвские электрические сети входит в состав РУП «Могилёвэнерго». Также в состав РУП «Могилёвэнерго» входят Бобруйские электрические сети, Климовичские электрические сети, пару ТЭЦ и др. Ниже на рисунке 1 приведена структура РУП «Могилёвэнерго»



Рисунок 1 – Структура РУП «Могилёвэнерго»

Понижающая подстанция ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей которую будем рассматривать в данном проекте одна из

важнейших подстанций в Могилёвской области Республики Беларусь. Рассматриваемую подстанцию в данном проекте обслуживает Чаусский район электрических сетей (далее Чаусский РЭС), а также филиал МЭС занимающиеся ремонтом оборудования - Служба подстанций.

Подстанция 35/кВ «Лапени» присоединена к сети при помощи одной воздушной линии напряжением 35кВ, и питает в основном Могилёвский мини завод по переработке нефтяных продуктов. До реконструкции понижающая подстанция ПС-35/10кВ «Лапени» состояла из ниже следующего оборудования (графическая часть, лист 1):

- открытое распределительное устройство на напряжение 35кВ (далее ОРУ-35кВ) на котором находятся коммутационные аппараты и электрооборудование. Выключатель на напряжение 35кВ марки С - 35М - 630, два разъединителя марки РЛНДЗ-2-35/600 для удобства ремонта и разъединитель такой же модели линейный-питающий. Высоковольтный выключатель 35кВ марки С-35 -630 относится к типу масляного оборудования и требует замены. На данных высоковольтных выключателях располагаются как правило привода серии ПП-67, это достаточно надёжные привода но при долгой работе требуется замена практически всех деталей привода;
- один силовой трансформатор марки ТМН-6300/35 который осуществляет передачу и понижение напряжения с 35кВ до 10кВ;
- далее идёт комплектное распределительное устройство наружной установки 10кВ (далее КРУН) в виде одной секции шин. На данной секции расположены выключатели высоковольтные марки ВК-10. В своё время когда эти выключатели вышли это было отличное оборудование, но спустя годы появляется новейшее электрическое оборудование, а старое масляное оборудование к которому также относятся и выключатели ВК-10 требуется заменить на достойное современное оборудование.

Как уже было сказано ранее основным потребителем электроэнергии от понижающей подстанции 35\10кВ«Лапени» является завод по переработке нефтяных продуктов. Завод питается через комплектные трансформаторные понижающие подстанции (далее КТП) с 10кВ на 0,4кВ. В связи с расширением мощностей завода, а также подключением новых потребителей к понижающей подстанции ПС-35/10 «Лапени» была запланирована реконструкция и расширение подстанции. В частности добавить ещё одну питающую линию 35кВ, установить ещё один силовой трансформатор, добавить на ОРУ-35кВ ещё одну секцию и для секционирования РУ 10кВ добавить КРУН-10кВ. и секцию шин 10кВ.

Все КТП имеющие два трансформатора должны будут предусматривать резервирование при помощи устройств АВР. Одно трансформаторные без резервирования. Характеристики потребительского оборудования указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные характеристики потребителей ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей

Абонентское наименование ТП	Кол-во. Силовых трансформаторов шт.	Марка силовых трансформаторов	Нагрузка трансформаторов, кВт	
			Т-1	Т-2
Существующие потребительские ПС-10/0,4 кВ				
КТП№1КЦ-1	2	Т-BS-171 1500/10	780	720
КТП№2КЦ-1	2	ТМЗ-1000/10	650	630
Планируемые (новые) потребительские ПС-10/0,4 кВ				
КТП№3КЦ-1	2	ТМГ-1000/10	680	650
КТП№4КЦ-2	2	ТМЗ-1000/10	710	740
КТП№5 автопарк	1	ТМЗ-250/10	170	-
КТП№7 КЦ-1	2	ТСЗГ ЛФ 1000/10	550	610
КТП№8 СН	2	ТСГ Л 250/10	180	160
Всего по питающей подстанции 35/10 кВ			3720	3510

А также для обеспечения собственных нужд понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей имеется

трансформатор собственных нужд (далее ТСН). На подстанции основные потребители это автоматика, сигнализация, цепи релейных защит и измерений, завод пружин приводов, освещение и шинки управления оборудованием. Для питания электродвигателей системы охлаждения и вентиляции, отопительных и осветительных систем [2]. Ячейка ТСН установленная на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» имеет трансформатор марки ТМ-100/10 который находится в нижней части рядом с шкафом распределительного устройства 0,4кВ (далее РУ СН 0,4кВ). В верхней части ячейки ТСН находятся выводы 10кВ и предохранители ПКТ. Трансформатор собственных нужд имеет как вводы высокого напряжения так и низкого 0,4кВ, которые посредством кабельного соединения присоединены к распределительным устройством 0,4кВ. На рисунке 2 изображена ячейка ТСН.



Рисунок 2 – Ячейка ТСН на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей

По выше указанным данным и характеристикам приходим к выводу о необходимости реконструкции понижающей подстанции. И главный довод реконструкции данной подстанции это расширение мощностей потребителей и недостаточность оборудования в бесперебойном обеспечении электроэнергией потребителей.

Исходя из характеристик потребителей понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» по таблице 1 видим что силового трансформатора достаточно для того чтобы запитать новое оборудование потребителей. Но данная схема подстанции не обеспечивает всем требованиям оборудования. Например при ремонте какого либо оборудования на подстанции 35/10кВ «Лапени» потребители при отсутствии второго источника электроэнергии остаются без питания. Исходя из этого предлагается установить второй трансформатор, для бесперебойной подачи электроэнергии. В обязательном порядке необходимо предусмотреть отдельные режимы работы секций шин 10кВ.

Необходимость реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» состоит также и в том что оборудование в данной электроустановке устаревшего типа.

Оборудование на данной подстанции, это высоковольтные выключатели на стороне 35кВ. Это масляное изношенное, морально утратившее свою актуальность оборудование.

На нашем примере мы имеем выключатель высоковольтный марки С - 35М - 630. Данный высоковольтный выключатель относится к масляным и требует намного больше затрат при ремонте, а также при обслуживании данного оборудования в работе. Высоковольтное оборудование данного типа постоянно нуждается в отборе проб трансформаторного масла для лабораторных исследований.

Масло трансформаторное отбирается для его измерения в отношении диэлектрических характеристик. Далее после отбора проб масла трансформаторного с выключателя высоковольтного уровень его должен

оставаться в соответствии с нормами. Для этого требуется доливка трансформаторного масла после каждого отбора проб.

В выключателе высоковольтном данного типа на примере модели С - 35М - 630 масло трансформаторное служит не только для изоляции, но и для гашения дуги. Гашение дуги происходит за счёт разложения масла и прохождения его через дугогасящие устройства. При этом в баке выключателя высоковольтного создаётся избыточное давление. Это избыточное давление должно выводиться из выключателя. Как правило это избыточное давление вместе с примесями масла трансформаторного выбрасывается через специальные дренажные устройства наружу. Тем самым нанося вред окружающей среде и экологии в целом. Во многих странах всего мира уже давно уходят от данного вида электрического оборудования применяемого в высоковольтных распределительных установках.

В отношении экологической проблемы связанной с трансформаторным маслом в частности выброса его в окружающую среду. Это относится также и к масляным высоковольтным выключателям на стороне 10кВ.

По стороне 10кВ установлены высоковольтные выключатели типа ВК-10. Выключатели высоковольтные данного типа давно сняты с производства и сильно устарели, и в связи с затруднённым выполнением ремонтов данного оборудования его требуется заменить на более надёжное, экологически чистое и современное оборудование.

Также необходимо пересмотреть и заменить устаревшее оборудование релейной защиты и автоматики.

Вывод по разделу 1.

В данном разделе были решены все основные задачи по выполнению работы цели которой это реконструкция электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени». Был проведён анализ всех исходных данных самой понижающей подстанции, а также были рассмотрены данные потребителей и данные вновь вводимых объектов потребителей. Указаны все

необходимые доводы в отношении необходимости реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени».

Опираясь на технические характеристики оборудования подстанции, а также на технические данные и схемы понижающей подстанции была обоснована актуальность реконструкции данного объекта. Внимательно изучивши все аспекты за и против было принято решение о проведении реконструкции данной подстанции.

При создании проекта по реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» которая относится к Могилёвским электрическим сетям были выполнены все условия в плане надёжности, актуальности и целесообразности применения новейшего оборудования.

2 Расчет электрических нагрузок подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»

По приведённым в таблице номер один данным о технических характеристиках потребителей понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей были проведены расчёты электрических нагрузок. Это было сделано для выполнения всех мероприятий по реконструкции электрического оборудования, всех секционных присоединений, отходящих линий электропередачи а также всего вводного электрооборудования понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени».

Активная нагрузка всех присоединений данной понижающей подстанции и потребителей была принята равной максимальной активной фактической нагрузке.

Определим полную нагрузку и расчётную реактивную на всех присоединениях потребителей понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей так:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{номр}, \quad (1)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (2)$$

где Q_{np} – значение расчётной реактивной нагрузки, квар;

P_{np} – значение расчётной активной нагрузки, кВт;

S_{np} – значение расчётной полной нагрузки, кВА.

«Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей проводится на примере присоединения Т1 КТП № 1 КЦ-1 I СШ 10 кВ по условиям (1) – (2)» [15]:

$$Q_{np.} = 780 \cdot 0,54 = 421,2 \text{ квар},$$

$$S_{пр.} = \sqrt{780^2 + 421,2^2} = 886,5 \text{ кВА.}$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей с учётом подключения нагрузки новых потребителей на ячейки «резерв» секций сборных шин 10 кВ с приведением результатов расчёта в таблице 2» [15].

«В таблице 2 также дополнительно проведён расчёт суммарной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей» [9].

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок на подстанции

Присоединение	$P_{пр.}$, кВт	$Q_{пр.}$, квар	$S_{пр.}$, кВА
1 СШ 10 кВ			
Т-1 КТП № 1	780	421,2	886,5
Т-1 КТП № 2	650	351	738,72
Т-1 КТП № 3	680	367,2	772,81
Т-1 КТП № 4	710	383,4	806,90
Т-1 КТП № 7	550	297	625,07
Т-1 КТП № 8 СН	180	97,2	204,57
ТСН - 1	50	27	56,82
Всего по 1 СШ	3600	1944	4091,39
2 СШ 10 кВ			
Т-2 КТП № 1	720	388,8	818,27
Т-2 КТП № 2	630	340,2	715,99
Т-2 КТП № 3	650	351	738,72
Т-1 КТП № 4	740	399,6	841,00
Т-2 КТП № 7	610	329,4	693,26
Т-2 КТП № 8 СН	160	86,4	181,84
Т-1 КТП № 5 «автопарк»	170	91,8	193,20
ТСН - 2	50	27	56,82
Всего по 2 СШ	3730	2014,2	4239,11
Всего ПС-35/10 кВ«Лапени»	7330	3958,2	8330,5

«Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей» [15]:

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где K_0 – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»» [15].

«По условию (3)» [15]:

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 7330 = 6597 \text{ кВт.}$$

«Значение расчётной реактивной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей» [15]:

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (4)$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 3958,2 = 3562,4 \text{ квар.}$$

«Значение расчётной полной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей» [15]:

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (5)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{6597^2 + 3562,4^2} = 7497,4 \text{ кВА.}$$

«Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок как присоединений, так и всей реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Лапени», используются в работе далее при выборе трансформаторов подстанции, проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей» [15].

Эти расчёты очень важны так как они позволяют нам проверить трансформаторы силовые находящиеся на понижающей подстанции и которые питают каждый свою секцию шин РУ-10кВ. А также можем определить какую нагрузку могут выдерживать силовые трансформаторы которые будут установлены на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» которая подлежит реконструкции, при добавлении дополнительных нагрузок которые будут выдавать вновь вводимые потребители.

Вывод по разделу 2.

В данном проекте используются не только значения расчётных нагрузок всех сборных секций шин данной понижающей подстанции, но и также расчётные значения нагрузок всех присоединений потребителей. Используются и расчётные значения нагрузок и самой понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей.

В результате при создании проекта по реконструкции данной понижающей подстанции все технические данные и расчёты были досконально обоснованы и проверены.

3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»

В данном проекте ранее было указано что на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» установлен один трансформатор марки ТМН-6300/35. По проекту требуется установка ещё одного трансформатора с идентичными характеристиками как и у первого. Таким образом на проектируемой подстанции будет два силовых трансформатора далее именуемые по диспетчерскому наименованию:

- силовой трансформатор Т-1 марки ТМН-6300/35;
- силовой трансформатор Т-2 марки ТМН-6300/35.

Из этого следует что оба трансформатора идентичны и имеют одинаковые технические характеристики и параметры.

Зная это в дальнейшем проекте «проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы» [18]. По причине того что силовые трансформаторы идентичны по мощностям но нагрузка от потребителей будет разная, проверка будет произведена для силовых трансформаторов Т-1 и Т-2.

Для этих целей и была разработана система по изменению главной схемы электрических соединений.

«Для проверки трансформаторов подстанции на загрузочную способность, в работе используется упрощенный суточный график нагрузок потребителей подстанции, представленный на рисунке 3» [9].

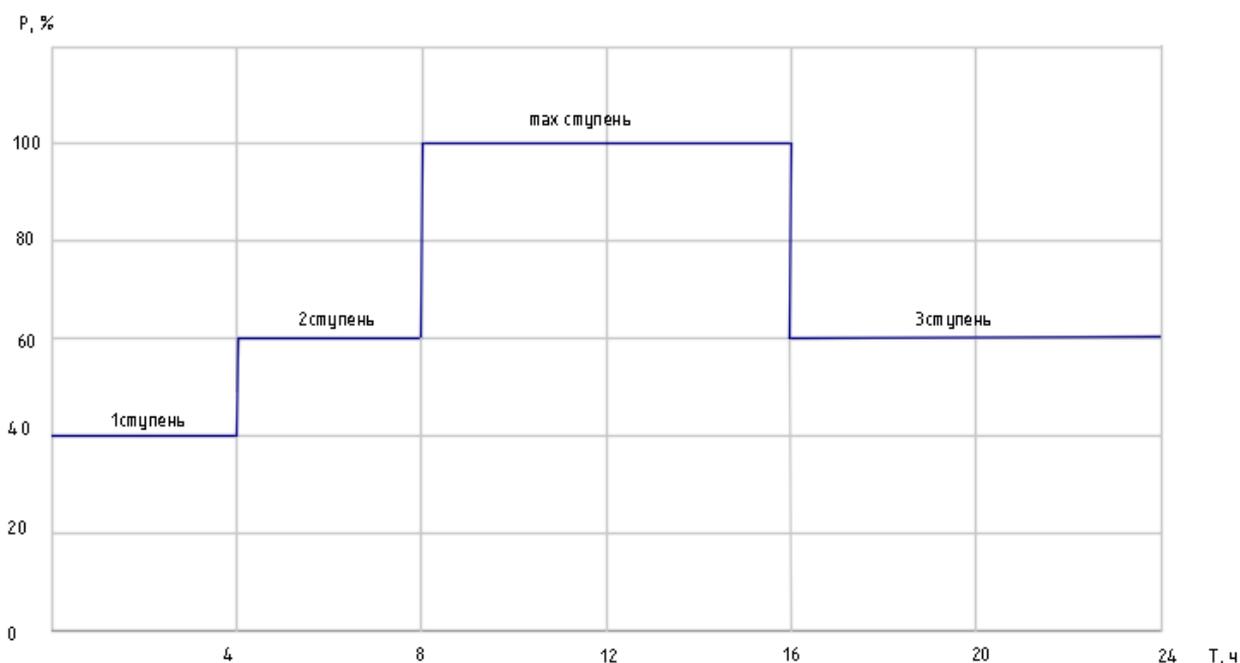


Рисунок 3 – Суточный потребительский график нагрузок упрощённый. Подстанция ПС-35/10кВ «Лापени» Могилёвских электрических сетей

«Исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{\text{ном.Т}}$ двухтрансформаторной подстанции» [8]:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max.пс}}, \text{ MVA.} \quad (6)$$

«Выбранные трансформаторы проверяются на аварийную перегрузку по значениям допустимых коэффициентов» [12]:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}, \quad (7)$$

где « K_2 – расчетный коэффициент аварийной перегрузки» [12];

« $K_{2\text{доп}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки» [12].

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}. \quad (8)$$

Исходя из технических данных по силовым трансформаторам Т-1 и Т-2 на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» нагрузка для них была приведена ранее. Следует что мы можем рассчитать максимальное значение и значение полной суточной мощности графика (верхняя ступень графика нагрузки), используя коэффициент активной мощности на шинах понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» учитывая компенсацию реактивной мощности:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \text{ MVA.} \quad (9)$$

Для силового трансформатора Т-1 – ТМН-6300/35, от которого запитана первая секция шин 10кВ (I –СШ РУ-10кВ):

$$S_{\max} = \frac{2,63}{0,95} = 2,77 \text{ MVA.}$$

Нагрузка для остальных ступеней суточного графика силового трансформатора Т-1 :

$$2,77 \text{ MVA} - 100 \%, S_{1cm.} - 40 \%.$$

Нагрузка силового трансформатора Т-1 для первой ступени суточного графика:

$$S_{1cm.} = \frac{2,77 \cdot 40}{100} \approx 1,1 \text{ MVA.}$$

Нагрузка силового трансформатора Т-1 для второй и третьей ступени суточного графика:

$$S_{2ст.} = S_{3ст.} \approx \frac{2,77 \cdot 60}{100} = 1,66 \text{ МВА.}$$

Расчётная мощность силового трансформатора Т-1 на подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей:

$$S_{ном.т.р.} \geq 0,7 \cdot 2,77 \approx 1,9 \text{ МВА.}$$

Исходя из известных нам технических данных , на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей силовой трансформатор Т-1 установленный в данной электроустановке имеет полную номинальную мощность $S_{ном.Т} = 6,3 \text{ МВА (6300кВА)}$.

Зная полученные данные можем предварительно сделать заключение что силовой трансформатор Т-1 питающий первую секцию шин 10кВ полностью удовлетворяет все условия выбора.

Далее для силового трансформатора Т-2 ТМН-6300/35 который обеспечивает питанием вторую секцию шин 10кВ все расчёты были выполнены аналогичным способом как и для силового трансформатора Т-1. Данные полученные в результате расчётов указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Данные расчётов из графика суточных нагрузок силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей

Обозначение	Марка трансформатора	P_{max} , кВт	S_{max} , МВА	$S_{1ст.}$, МВА	$S_{2ст.}$, МВА	$S_{3ст.}$, МВА	$S_{ном.т.р.}$, МВА
Т-1	ТМН-6300/35	2,63	2,77	1,10	1,66	1,66	1,9
Т-2	ТМН-6300/35	3,23	3,40	1,36	2,00	2,00	2,4

Исходя из имеющихся данных видим что оба силовые трансформатора Т-1 и Т-2 марки ТМН-6300/35 , которые установлены на понижающей

подстанции ПС-35/10кВ «Лापени» Могилёвских электрических сетей полностью соответствуют критериям предварительных проверок.

На следующем этапе будет «проводится проверка силовых трансформаторов подстанции по графику нагрузки подстанции» [12].

Так как на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 которые могут взаимно резервироваться на напряжении 10кВ, проверка на способность к допустимой загрузке в работе, Будет проведена отдельно для каждого силового трансформатора.

Проведём проверку первого силового трансформатора Т-1 ТМН-6300/35 по перегрузочной способности.

«Значение начальной нагрузки K_1 » [12]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, o.e. \quad (10)$$

«Для трансформатора Т-1 – ТМН-6300/35» [3]:

$$K_{1m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{1,1^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 8}{16}} \approx 0,38.$$

Значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки подстанции:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, o.e. \quad (11)$$

По условию (11) для трансформатора Т-1 – ТМН-6300/35 с учётом всех его нагрузок, а также новых подключённых потребителей на секции шин НН:

$$K'_{2m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{2,77^2 \cdot 8}{8}} \approx 0,69.$$

«Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора при системе охлаждения типа М, $\theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,38$, $h = 8 \text{ ч}$ [12] определяется $K_{2доп} = 1,14$, что превышает коэффициент фактической перегрузки » [12].

«Проверка условия соответствия по графику нагрузки» [12]:

$$S_{\max} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2доп}. \quad (12)$$

«По условию (12) для трансформатора Т-1» [12]:

$$S_{\max} = 2,77 \text{ МВА} \leq 6,3 \cdot 1,14 = 7,182 \text{ МВА}.$$

Эквивалентный двухступенчатый график для силового трансформатора Т-1 на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей представлен на рисунке 4.

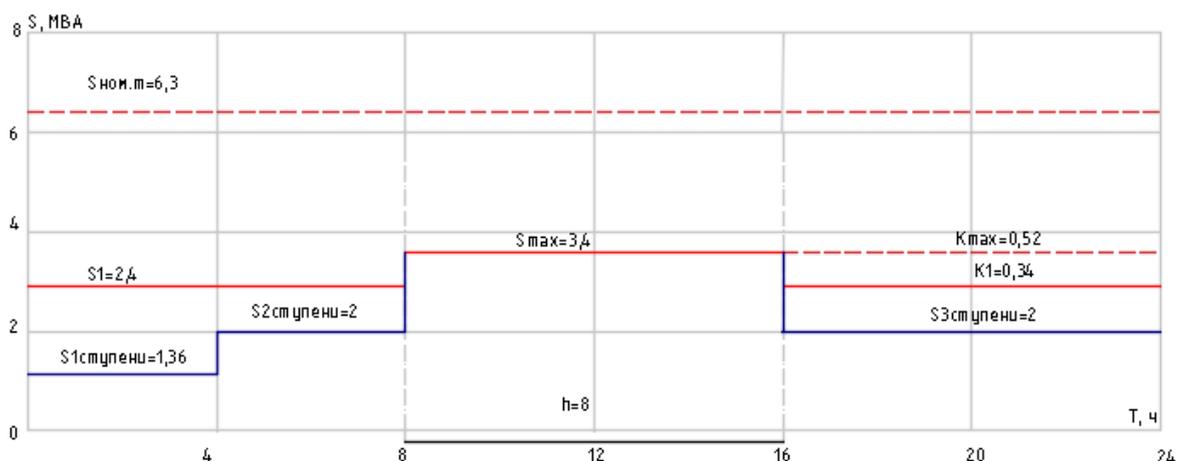


Рисунок 4 – Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый для силового трансформатора Т-1 на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей

Так же аналогичным способом была проведена проверка перегрузочной способности и второго силового трансформатора Т-2 марки ТМН-6300/35. Данный силовой трансформатор удовлетворяет потребностям всех нагрузок и перегрузок. При расчётах были учтены и все новые нагрузки от потребителей на все сборные шины 10кВ.

Вывод по разделу 3.

Путём расчётов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» были выбраны силовые трансформаторы; их количество и мощность. В проекте ранее было указано что на данной понижающей подстанции был установлен только один трансформатор марки ТМН-6300/35. По проекту требуется установка ещё одного трансформатора с идентичными характеристиками как и у первого. Таким образом на проектируемой подстанции далее будет два силовых трансформатора.

4 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Лапени»

Проведём расчёт токов короткого замыкания КЗ на вводах высокой стороны силового трансформатора ВН 35кВ в точке К1 и для вводов низкой стороны трансформатора НН 10кВ точка К2. Схема для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2 представлена на рисунке 5.

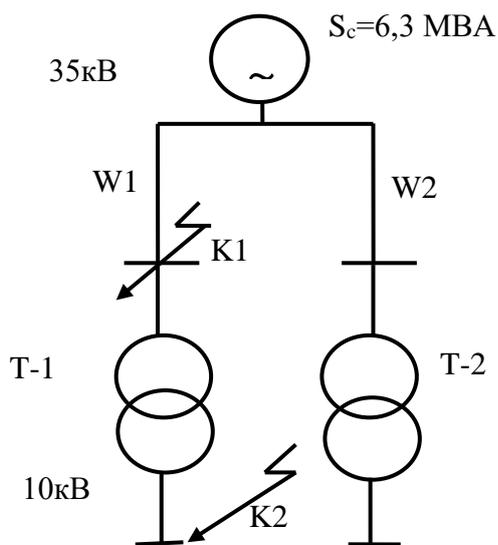


Рисунок 5 – Схема для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2

После проведения всех необходимых расчётов данные будут применяться для проверки электрического оборудования и установок в аппаратах релейной защиты и автоматики (далее РЗА).

В данной работе будут применяться силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 идентичные как по мощностям так и по их номиналам. Из этого следует что расчёты токов КЗ на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» со стороны 10кВ будут идентичны для каждого из трансформаторов.

На рисунке 6 предоставлена схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2. [7].

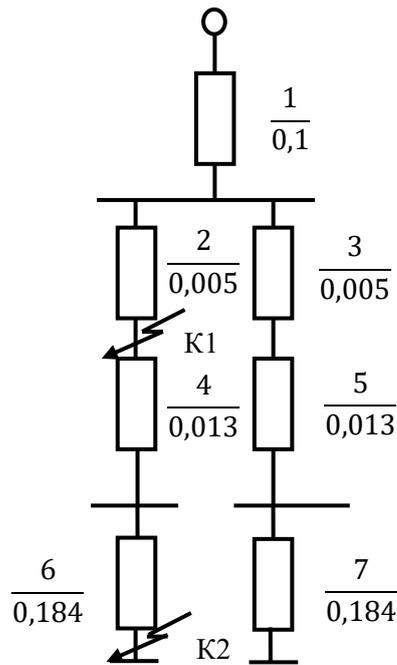


Рисунок 6 – схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2

«Выбираются и рассчитываются базисные условия:

$$S_{\bar{o}} = 6,3 \text{ МВА.}$$

«Базисное напряжение схемы» [12]:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}, \text{кВ,} \quad (13)$$

$$U_{\bar{o}.1} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ,}$$

$$U_{\bar{o}.2} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [9]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}. \quad (14)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 0,1 \text{ кА,}$$

$$I_{\sigma} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,35 \text{ кА.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [9]:

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\sigma c}}, \quad (15)$$

$$X_1 = 0,1 \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,1 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление питающей воздушной линии 35 кВ» [9]:

$$X_{wl} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (16)$$

где « X_0 – удельное сопротивление ВЛ, Ом/км» [9];

« L – суммарная длина ВЛ, км» [9].

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{6,3}{36,75^2} = 0,005 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны ВН [9]:

$$X_{\epsilon} = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}, \quad (17)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,013 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны НН [9]:

$$X_{н1} = X_{н2} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.м.}}, \quad (18)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 представлена на рисунке 7. [9].

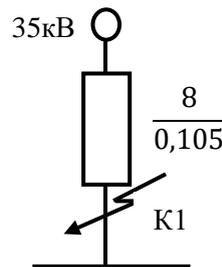


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

«Результирующее сопротивление до расчётной точки К1» [9]:

$$X_8 = X_1 + X_2, \quad (19)$$

$$X_8 = 0,1 + 0,005 = 0,105 \text{ Ом.}$$

«Ток КЗ в расчётной точке К1» [9]:

$$I_{по1} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (20)$$

где « E_c – сверхпереходная ЭДС энергосистемы, $E_c=1$ » [9].

$$I_{поК1} = \frac{1}{0,105} \cdot 0,1 = 0,95 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 8» [9].

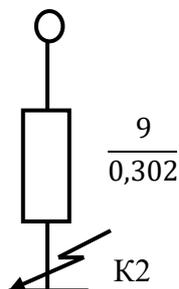


Рисунок 8 – Схема замещения для расчетов в точке К2

Таким же образом рассчитываем и для точки К2 [9]:

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6, \quad (21)$$

$$X_9 = 0,105 + 0,013 + 0,184 = 0,302 \text{ Ом.}$$

«Ток КЗ в точке К2» [9]:

$$I_{\text{по}2} = \frac{E}{X_9} \cdot I_6 \cdot K_m, \quad (22)$$

где « K_m – значение коэффициента трансформации силового трансформатора подстанции, о.е.» [9].

$$I_{\text{по}K2} = \frac{1}{0,302} \cdot 0,35 = 1,16 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К1» [9]:

$$i_{\text{уд}1} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}1}, \quad (23)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,95 = 2,15 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К2» [9]:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} k_{уд} \cdot I_{по2}, \quad (24)$$

$$i_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,16 = 2,3 \text{ кА.}$$

«Значение двухфазного тока короткого замыкания» [9]:

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{no}. \quad (25)$$

«Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётных точках схемы» [9]:

$$I_{no(min)K1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,95 = 0,82 \text{ кА,}$$

$$I_{no(min)K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,16 = 1,0 \text{ кА.}$$

Результат расчетов токов короткого замыкания приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результат расчетов токов короткого замыкания на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10 кВ «Ляпени» Могилёвских электрических сетей

Параметр	Точка К1	Точка К2
I_{no} , кА	0,95	1,16
$I_{no (min)}$, кА	0,82	1,0
$i_{уд}$, кА	2,15	2,3

Вывод по разделу 4.

Проведены расчёты токов короткого замыкания на реконструируемой понижающей подстанции. Расчёты были проведены как с высокой стороны силовых трансформаторов по напряжению 35 кВ. Так и с низкой стороны силовых понижающих трансформаторов по напряжению 10 кВ. По проведённым расчётам мы видим что на понижающей подстанции требуется установка второго силового трансформатора и его параметры должны соответствовать первому.

Все результаты которые были получены из расчётов токов КЗ на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» которая относится к МЭС будут применяться далее при выборе оборудования и расчётов РЗА. Это необходимо для использования в новейшем микропроцессорном оборудовании.

5 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Лапени»

Следующим шагом в данном проекте будет произведён выбор проводников.

«Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) осуществляется по экономической плотности тока по известному выражению» [10]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{э}}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{м}}$ – максимальный рабочий ток линии, А» [10];

$j_{\text{э}}$ – «экономически выгодная плотность тока, А/мм²» [10].

«Следовательно, для корректного выбора сечения проводников воздушных линий» [12] необходимо провести расчёт максимальных токов присоединений 35 кВ и 10 кВ (соответственно, питающей и распределительной сетей подстанции).

Проведём расчёт максимально возможных рабочих токов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей.

Расчёт максимальных рабочих токов проводится с учётом резервирования в схеме подстанции по выражению:

$$I_{\text{м}} = K_p \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (27)$$

где S_p – максимальное значение нагрузки, кВА [7];

K_p – коэффициент резервирования нагрузки согласно схеме электрических соединений (принимается в работе с учётом отключения потребителей III категории надёжности $K_p = 1,4$) [7].

По условию (27) проводится расчёт максимального рабочего тока для питания силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции на стороне 35кВ с учётом максимальной нагрузки, передаваемой всем потребителям (рассчитана в работе ранее), а также с условием необходимого резервирования в схеме электрических соединений подстанции согласно [10]:

$$I_{\text{м}} = 1,4 \cdot \frac{7497,4}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 86,57 \text{ А.}$$

Исходя из рассчитанных значений максимальных рабочих токов линий, далее в работе проводится выбор сечения проводов марки АС напряжением 35кВ (питающие линии) и кабелей напряжением 10кВ (распределительные линии).

Из расчётов силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 данной понижающей подстанции на стороне 35кВ с учётом максимального рабочего тока нагрузки всех потребителей, сечение питающей линии на стороне высшего напряжения по радиальной схеме:

$$F_{\text{э.р}} = \frac{86,57}{1,1} = 78,7 \text{ мм}^2.$$

После того как расчётным путём получили все результаты для всех силовых трансформаторов на данной понижающей подстанции по стороне 35кВ с учётом максимального рабочего тока нагрузки всех потребителей, принимается сечение питающей линии напряжением 35кВ проводом марки АС-70/11.

Допустимый ток длительного режима для данного сечения провода вне помещений равен 261 А [10].

После выбора проводников воздушных линий, необходимо проверить их по двум условиям:

- по механической прочности;
- по условию допустимого перегрева.

Проверяем проводники при помощи сравнения максимального тока питающей линии и удельно допустимый ток проводника:

$$I_{\partial} \geq I_{м}, \quad (28)$$

где I_{∂} – «значение длительно – допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А» [7].

Провода воздушных линий должны быть большей механической прочности чем стандартные минимально допустимые сечения для условий местности по ветру и гололёду, с учётом видов опор и количества цепей линии.

Математически это условие можно выразить так :

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \quad (29)$$

где $F_{ст}$ – стандартное значение проводника, мм²;

$F_{мин}$ – минимальное значение проводника, мм².

Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм [10], минимальные сечения проводов АС и кабельных линий для сети 10кВ:

- для воздушных линий электропередач 35кВ – не менее 35 мм²;
- для кабельных линий электропередач 10кВ – не менее 25 мм².

Проведём проверку выбранного провода линии электропередач для питания силового трансформатора Т-1 понижающей подстанции на стороне 35кВ с заранее выбранным проводником марки АС-70/11 (где 70 мм² это сечение проводника):

- по условиям допустимого перегрева (условие (28)):

$$261 A > 86,57 A,$$

– по условию механической прочности (условие (29)):

$$70 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Все условия данных проверок соблюдены, из этого следует что данный провод марки АС-70/11 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки полностью.

Выбранный тип и марка проводника линии 35кВ так подобрана чтобы обеспечить надёжное электроснабжение силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на максимально рабочих нагрузках всех потребителей.

Выбираются аналогичным способом провода и кабельных линий электропередач для распределительных устройств на напряжение 10кВ. подстанции (таблица 5).

Для кабельных линий 10кВ был выбран кабель марки АСБ (трёхжильный силовой кабель, в броне с алюминиевыми жилами и в свинцовой оболочке)

Таблица 5 – Выбранные кабели и их сечения для питания потребителей на стороне 10 кВ

Потребители	S _{пр.} , кВА	I _{max} , А	F _{э.р.} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А
I СШ 10 кВ понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лापени»					
Т-1 КТП № 1 КЦ-1	886,5	71,74	51,2	АСБ-10(3×50)	134
Т-1 КТП № 2 КЦ-1	738,72	59,8	42,7	АСБ-10(3×50)	134
Т-1 КТП №3 АВО КЦ-1	772,81	62,54	44,7	АСБ-10(3×50)	134
Т-1 КТП №4 АВО КЦ-2	806,90	65,3	46,6	АСБ-10(3×50)	134
Т-1 КТП № 7 КЦ-1	625,07	50,58	36,1	АСБ-10(3×35)	110
Т-1 КТП № 8 СН	204,57	16,55	11,82	АСБ-10(3×16)	74
ТСН № 1	56,82	4,6	3,28	АСБ-10(3×16)	74
II СШ 10 кВ понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»					
Т-2 КТП № 1 КЦ-1	818,27	66,22	47,3	АСБ-10(3×50)	134
Т-2 КТП № 2 КЦ-1	715,99	57,94	41,39	АСБ-10(3×50)	134
Т-2 КТП №3 АВО КЦ-1	738,72	59,78	43,9	АСБ-10(3×50)	134

Продолжение таблицы 5

Потребители	$S_{пр.}$, кВА	I_{max} , А	$F_{э.р.}$, мм ²	Марка кабеля	$I_{доп}$, А
II СШ 10 кВ понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лापени»					
Т-1 КТП №4 АВО КЦ-2	841,00	68,06	48,61	АСБ-10(3×50)	134
Т-2 КТП № 7 КЦ-1	693,26	56,1	40,07	АСБ-10(3×35)	110
Т-2 КТП № 8 СН	181,84	14,67	10,48	АСБ-10(3×16)	74
Т-1 КТП № 5 «автопарк»	193,20	11,17	7,98	АСБ-10(3×16)	74
ТСН № 2	56,82	4,6	3,28	АСБ-10(3×16)	74

По решению завода изготовителя а также с учётом схем на понижающей подстанции ПС-35\10кВ«Лапени» по стороне 10кВ на вводах силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 силовые кабели и проводники воздушных линий электропередач не применяются. Для этой цели используется алюминиевая жесткая ошиновка ШАТ-3х120, которая имеет внушительный запас термической и динамической прочности. В связи с этим на этих присоединениях проводники по напряжению 10кВ не выбираются. Зная потребительские нагрузки трансформаторов 10/0,4кВ а также по проведённым расчётам всех нагрузок на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» были выбраны все марки кабелей:

КТП № 1 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);

КТП № 2 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);

КТП №3 АВО газа КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);

КТП №4 АВО газа КЦ-2 – 2 АСБ-10(3×50);

КТП № 7 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×35);

КТП № 5 «автопарк» – АСБ-10(3×16).

Вывод по разделу 5.

Кабели и провода выбранные для использования в данном проекте по реконструкции электрической части подстанции соответствуют и удовлетворяют всем критериям выбора как по стороне 10кВ так и по стороне 35кВ. Все они могут применяться в данной электроустановке. В графической части данного проекта имеются результаты выбора питающих линий 35кВ и распределительной сети 10кВ.

6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/10 кВ «Лапени»

По данному проекту о проведении реконструкции электрической части понижающей подстанции требуется выбрать электрическое оборудование и высоковольтные аппараты. А также проверить данное электрическое оборудование на то что оно может быть установлено на данной понижающей подстанции.

Необходимо выбрать новое оборудование которое будет установлено на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени». Высоковольтное электрическое оборудование будет частично заменено и устанавливаться новое в распределительном устройстве 10кВ, а также в распределительном устройстве на ОРУ-35кВ. Требуется замена устаревшего высоковольтного оборудования масляного типа., для улучшения показателей экономичности и экологии. Новое оборудование снизит затраты на проведение ремонтов и обслуживание в процессе эксплуатации.

«Для установки на подстанции «Лапени» Могилёвских электрических сетей в работе выбираются следующие электрические аппараты» [12]:

– «в ОРУ-35 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока, ограничители перенапряжения» [12];

– «в РУ-10 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения» [12].

Новейшее современное оборудование которое будет применяться в данной электрической установке обладает огромным потенциалом в будущем и основывается на следующих экономичных и технических характеристиках:

– всё выбранное оборудование обладает наивысшей надёжностью (характеристика 1);

– увеличенная износостойкость всех соединений и основных и дугогасящих соединений (характеристика 2);

- наивысшие показатели при отключении огромных токов (характеристика 3);
- новейшие технологии при гашении дуги в момент отключения (характеристика 4);
- огромный потенциал в плане электрической безопасности данного оборудования (характеристика 5);
- безопасность в плане экологических норм (характеристика 6);
- повышенная пожарная безопасность (характеристика 7);
- оборудование применяется без использования масел и горючих газов, по этому, и повышенная взрывобезопасность (характеристика 8);
- простота в применении и обслуживании, а также минимальное время на установку и ремонт данного электрического оборудования (характеристика 9);
- окупаемость и затраты на установку данного оборудования сведены к минимуму (характеристика 10);
- огромный потенциал для дальнейшего развития данного оборудования (характеристика 11).

В данной электроустановке на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей по приведённым выше характеристикам было выбрано и установлено новейшее высоковольтное оборудование:

- элегазовые и вакуумные выключатели высокого напряжения;
- новейшие виды разъединителей различных типов;
- лучшее в современных разработках оборудование для защиты оборудования от перенапряжений (опн).

Применение всех принятых типов оборудования в данной работе увеличивает показатели эффективности электроснабжения потребителей от данной понижающей подстанции.

Максимально повышается надёжность всех схем соединений от данной понижающей подстанции к потребителям.

Оборудование выбранное для реконструкции в данном проекте необходимо проверить и убедиться в правильном выборе не только нового но и старого оборудования которое не будет заменено.

«Выбираем оборудование высокого напряжения. Это производится в общем виде по номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [12]:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (30)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (31)$$

«Для отключающих аппаратов проверка на ток отключения» [12]:

$$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (32)$$

«Проверка на отключение апериодической составляющей тока» [12]:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (33)$$

где « $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [12];

« $i_{а.ном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени» [12].

«Проверка на электродинамическую стойкость» [12]:

$$I'' \leq I_{отк.ном}, \quad (34)$$

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (35)$$

где « $i_{дин.}$ – номинальный ток электродинамической стойкости» [12].

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» [12]

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (36)$$

где I_T – предельный ток термической стойкости по каталогу» [12].

Выбирается новое оборудование по указанным выше формулам. А также проверяется установленное оборудование в распределительных устройствах 35 и 10кВ на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей. (Таблица 6)

Таблица 6 – Выбранное после проверки высоковольтное оборудование распределительных установок 35 и 10кВ, для установки его на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени»

Номинальный класс напряжения сети	Наименование оборудования	Марка оборудования	Номинальный класс напряжения оборудования
35 кВ	Выключатели по стороне 35 кВ	ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1	35 кВ
35 кВ	Разъединители по стороне 35 кВ	РЛНДЗ-2-35/600	35 кВ
35 кВ	ТТ по стороне 35 кВ	Не выбирается (встроен в выключатель)	-
35 кВ	ОПН по стороне 35 кВ	ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1	35 кВ
35 кВ	ТН по стороне 35 кВ	НАМИТ-35-У3	35 кВ
10 кВ	Выключатели по стороне 10 кВ	ВВ/TEL-10/20-630	10 кВ
10 кВ	Разъединители по стороне 10 кВ	Не устанавливается (втычные контакты ячейки)	-
10 кВ	ТТ по стороне 10 кВ	ТПК-10	10 кВ
10 кВ	ОПН-10 кВ (ограничитель перенапряжения)	ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1	10 кВ
10 кВ	ТН-10 кВ	НАМИТ-10-У3	10 кВ

Ещё раз убеждаемся что всё выбранное электрическое оборудование соответствует расчётам и может быть установлено для реконструкции в распределительных установках 10 и 35кВ на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени».

Вывод по разделу 6.

После всех расчётов и предварительно пройденных вопросов указанных в нашем задании по разработке проекта реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей. Было проверено старое и установлено новое электрическое оборудование и проведены следующие мероприятия:

Рассчитано резервное питание на подстанции в распределительной установке по стороне 10кВ путём добавления второй секции шин и установки выключателя секционного для секционирования двух сборных шин и автоматического ввода резерва (АВР).

По стороне 35кВ предусматривается установка второго силового трансформатора Т-2 марки ТМН-6300/35 который будет запитан от новой воздушной линии электропередачи 35кВ. Будет установлен выключатель высоковольтный марки ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 и два разъединителя марки РЛНДЗ-2-35/600 один из которых линейный со стороны входящей линии 35кВ ЛР-35кВ и между силовым трансформатором Т-2 и выключателем трансформаторный разъединитель ТР-35кВ Т-2. Также предусматривается резервирование питания на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» путём установки оборудования по стороне 35кВ секционного выключателя марки ВР35НС-35-20/1600-3/3 СВВ-35кВ и двух секционных разъединителей марки РЛНДЗ-2-35/600 ШР-1 и ШР-2 35кВ. Также будет установлена ремонтная перемычка для не автоматического резерва на время ремонта оборудования подстанции. Ремонтная перемычка состоит из двух разъединителей марки РЛНДЗ-2-35/600 и шинного провода СР-1 и СР-2 35кВ;

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» будет установлена новейшая микропроцессорная аппаратура для автоматики и защиты как по

стороне 10кВ так и по стороне 35кВ, это на много уменьшит шансы на аварийные ситуации и значительно повысит показатели надёжности;

После проведённых расчётов выполнен выбор всех электрических аппаратов и оборудования, а также всех кабелей проводов и шин для возможности подключения нового оборудования потребителей

Новые потребители которые будут присоединены к питанию от понижающей подстанции которая подлежит реконструкции(КТП№3КЦ-1, КТП№4КЦ-2, КТП№5«автопарк», КТП№7КЦ-1, КТП№8СН)

Данные потребители новые и будут подключены к новой секции шин 10кВ, а также будут задействованы и две ячейки которые до этого были в резерве. Одна из резервных ячеек на первой секции шин 10кВ будет использована для секционного выключателя СВВ-10кВ.

После полного анализа всех проведённых работ по реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей было принято решение о применении в данной распределительной установке новейшего современного оборудования.

Вакуумные высоковольтные выключатели для наружной установки марки ВР35НС. Выключатели данной серии зарекомендовали себя только с положительной стороны, они обладают отличной кремнийорганической изоляцией, а также в полюсах отсутствует трансформаторное масло.

Вместо трансформаторного масла в новых высоковольтных выключателях используется изоляция по принципу отсутствия каких либо веществ в газе давление которого значительно ниже атмосферного.

Привод в данном выключателе используется по принципу магнитной защёлки двухпозиционного типа. Такие привода намного проще чем в старом оборудовании и выигрывают за счёт своей лёгкости и эффективности.

Также на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» по стороне 10кВ установлены высоковольтные выключатели вакуумного типа.

В данной работе по реконструкции электрической части понижающей подстанции используется современное оборудование для защиты от

атмосферных явлений ограничители перенапряжений (ОПН). Все оборудование в схеме данной понижающей подстанции было тщательно отобрано и проверено.

Оборудование было проверено на электрическую, динамическую и термическую стойкость ко всем условиям приведённым в задании. Выбраны все марки кабелей и проводов как по стороне 35кВ так и по стороне 10кВ.

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» были установлены новейшие современные аппараты и оборудование. Это не только высоковольтное оборудование но и современные аппараты релейной защиты и автоматики.

И доказано расчётным путём что всё оборудование соответствует всем показателям по надёжности и экономической целесообразности может быть установлено в данной электроустановке.

7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики на ПС-35/10 кВ «Лапени»

В задании указанном в данной работе по реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей необходимо рассчитать для установки аппаратуру автоматики и релейной защиты.

Требуется заменить оборудование которое устарело и не может в дальнейшем нормально функционировать на данной понижающей трансформаторной подстанции. Для дальнейшей нормальной работы необходимо рассчитать и установить новое оборудование релейной защиты и автоматики с применением современных инновационных микропроцессорных технологий.

При проведении работ по реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции требуется не только замена старых реле, но и установка новых для защиты и автоматики на вновь установленном оборудовании.

Микропроцессорное оборудование релейной защиты и автоматики которое будет установлено на данной понижающей трансформаторной подстанции не имеет таких изъянов как старые индукционные устройства.

Данные микропроцессорные устройства более компактные, по быстродействию опережают старое оборудование, при наладке отнимают меньше времени и трудозатрат при монтаже. Способность выполнять сотни операций в секунду главное преимущество данных микропроцессорных инновационных устройств.

Для защиты оборудования на понижающей трансформаторной подстанции будет применяться новейшие современные аппараты релейной защиты и автоматики серии МР.

Для защиты силовых трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» будет применяться микропроцессорное реле марки МР801,

предназначенное для дифференциальной защиты трансформаторов. Данное устройство представляет собой современный цифровой аппарат для защиты и управления противоаварийной автоматикой. Микропроцессорное реле МР-801 разработано в Республике Беларусь – Республиканским унитарным предприятием РУП «Белэлектромонтажналадка» («БЭМН»). На рисунке 9 изображен вид микропроцессорного реле МР-801



Рисунок 9 – Устройство микропроцессорное МР-801 предназначенное для защиты трансформаторов

Данное микропроцессорное устройство будет применяться не только для дифференциальной защиты трансформаторов, но и для внешних защит трансформатора таких как газовая защита и др. Данный аппарат также будет применяться для максимальной токовой защиты (МТЗ) с возможностью блокировок по внешним сигналам.

Рассчитываем уставки РЗА для микропроцессорного устройства типа МР-801 для того чтобы устройство могло нормально функционировать на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени». Первоначально будут рассчитаны следующие параметры:

– ток первичный на трансформаторах тока, ток вторичный будет равняться 5 А. Данный ток в 5А будет применим для всей схемы присоединений;

– для всех измерительных трансформаторов тока (далее ТТ) коэффициент трансформации.

Из работы проведённой выше, в которой были расчёты рабочих максимальных токов в разделе по выбору сечений проводов и кабелей будут выбраны данные параметры. Все данные будут выбраны по таблице стандартных токов.

В таблице 7 указаны все данные по выбору коэффициента трансформации и первичные токи на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени».

Таблица 7 – Данные по выбору коэффициента трансформации и первичные токи на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени»

Элемент	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном. ТТ}}, \text{ А}$	K_T
ВЛ-35 кВ	124,6	150	30
Трансформаторы силовые Т-1 и Т-2 ТМН-6300/35			
По стороне 35 кВ (ВН)	124,6	150	30
По стороне 10 кВ (НН)	524,4	600	120
По стороне 10 кВ			
Ввод	524,4	600	120
Секционный	262,2	300	60
1 СШ-10кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»			
Т-1 КТП № 1 КЦ-1	103,2	150	30
Т-1 КТП № 2 КЦ-1	86,2	100	20
Т-1 КТП №3 АВО КЦ-1	90,0	100	20
Т-1 КТП №4 АВО КЦ-2	94,0	100	20
Т-1 КТП № 7 КЦ-1	72,8	75	15
Т-1 КТП № 8 СН	23,8	30	6
2 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»			

Продолжение таблицы 7

Элемент	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ1}}, \text{ А}$	K_T
2 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ляпени»			
Т-2 КТП № 1 КЦ-1	95,4	100	20
Т-2 КТП № 2 КЦ-1	83,4	100	20
Т-2 КТП №3 АВО КЦ-1	86,0	100	20
Т-1 КТП №4 АВО КЦ-2	98,0	100	20
Т-2 КТП № 7 КЦ-1	80,8	100	20
Т-2 КТП № 8 СН	21,2	30	6
Т-1 КТП № 5 «автопарк»	8,0	10	2

После того как были выбраны все коэффициенты трансформации и первичные токи выбираем по всему оборудованию понижающей подстанции уставки для устройств РЗА. Для защиты силовых трансформаторов от внутренних повреждений (токов КЗ) рассчитываются токи срабатывания МТЗ.

«Ток срабатывания МТЗ должен удовлетворять следующим условиям» [13]:

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (37)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - «максимальный рабочий ток, А» [13];

$K_{\text{отс}}$ - «коэффициент отстройки» [13];

$K_{\text{сзп}}$ - «коэффициент самозапуска» [13];

$K_{\text{в}}$ - «коэффициент возврата» [13].

«Ток срабатывания микропроцессорного реле определяется» [19]:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.з}. \quad (38)$$

«Защита не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки» [13]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}). \quad (39)$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [13]:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{c.з}}. \quad (40)$$

«Расчет МТЗ для трансформатора ТМ-6300/10, установленного на реконструируемой ПС-35/10кВ «Лапени» проводится на стороне НН (10кВ)» [16]:

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 524,4}{0,95} = 637,56 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания микропроцессорного реле блока защиты» [18]:

$$I_{c.р} \geq \frac{1}{120} \cdot 637,56 = 5,3 \text{ A.}$$

«Выбирается уставка микропроцессорного реле блока защиты 5,0 А» [15].

«Проверка выполняется» [13]:

$$637,56 \text{ A} \geq 1,1 \cdot (262,2 + 1,1 \cdot 262,2) = 605,68 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности» [1]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1000}{637,56} = 1,57.$$

«Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора марки ТМН-6300/35 $I_{с.з} = 637,56 \text{ А}$, $I_{с.р} = 5 \text{ А}$ » [16].

Для дифференциальной защиты трансформатора на подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей определим токи срабатывания. Данная защита будет защищать силовой трансформатор от междуфазных коротких замыканий и установлена по стороне высокого напряжения:

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты (далее ДЗ) [19]:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_n \cdot I_{раб.макс}}{K_{\theta}}. \quad (41)$$

Принимается $t_{с.з} = 0,4 \text{ с}$.

«Коэффициент чувствительности ДЗ силового трансформатора» [18]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 2, \quad (42)$$
$$I_{с.з} \geq \frac{1,3 \cdot 1,05 \cdot 124,6}{0,8} = 212,6 \text{ А}.$$

«Ток срабатывания релейного элемента микропроцессорного блока защиты ДЗ силового трансформатора» [17]:

$$I_{с.р} \geq \frac{1}{30} \cdot 212,6 = 7,08 \text{ А}.$$

«Выбирается уставка микропроцессорного реле блока защиты силового трансформатора $I_{с.р} = 7 \text{ А}$ » [17].

«Коэффициент чувствительности ДЗ силового трансформатора удовлетворяет требованиям» [1]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{820}{212,6} = 3,86 \geq 2.$$

«В работе независимо от мощности силового трансформатора принимается уставка РЗиА для защиты от однофазных КЗ» [17]:

$$I_{с.з.ЗОЗ} = 100 \text{ A.}$$

Данную уставку принято принимать за одну секунду.

Газовую защиту в составе оборудования трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» будет представлять газовое реле марки РГТ-80. Данное реле отличается от предшественников быстродействием и огромным потенциалом в плане надёжности. Реле было разработано и произведено в городе Чебоксары ООО «Технолоджи».

Рассмотрим принцип действия работы газового реле: Разогретые газы стремятся попасть в расширитель устройства, проходя через корпус реле. В случае слабого нагрева, давление газа будет нарастать постепенно и газовое реле даст предупреждающий сигнал, при этом не отключая силовой трансформатор. В случае интенсивного давления газа, которое свидетельствует о сильном разогреве, что, как правило, бывает связано с КЗ, реле отключает силовой трансформатор.

«Для защиты линий напряжением 10кВ и 35кВ в работе применяется двухступенчатая токовая защита, состоящая из максимальной токовой защиты с выдержкой времени (МТЗ) и токовой отсечки без выдержки времени (ТО)» [19], согласно рекомендациям [19].

При этом основной защитой для данных линий будет являться МТЗ, а ТО будет выступать в качестве резервной защиты.

Для МТЗ производится выбор и расчёт уставок:

$$I_{c.z} \geq \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 124,6}{0,95} = 151,5 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания микропроцессорного реле блока защиты» [17]:

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{30} \cdot 151,5 = 5,05 \text{ A.}$$

«Проверка выполняется» [17]:

$$151,5 \text{ A} \geq 1,1 \cdot (62,3 + 1 \cdot 62,3) = 137,06 \text{ A.}$$

Далее видим что коэффициент чувствительности в пределах допустимого: [1]:

$$K_v = \frac{1}{1} \cdot \frac{820}{151,5} = 5,41 \geq 1,5.$$

«Окончательно принимается для МТЗ питающей ВЛ-35кВ ПС-35/10кВ«Лапени» $I_{c.z} = 151,5 \text{ A}$, $I_{c.p} = 5 \text{ A}$ » [17].

«Так как МТЗ выполняется с выбором времени срабатывания» [16], следовательно, в схеме должна быть обеспечена селективность путём подбора времени срабатывания всех комплектов МТЗ.

Исходя из этого, для МТЗ ВЛ-35кВ принимается время срабатывания, равное $t_{c.z} = 0,5 \text{ с}$.

Для защиты второй линии ВЛ-35кВ и отходящих линий по стороне 10кВ реконструируемой ПС-35/10кВ«Лапени» был произведён аналогичным образом. Данные указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Расчётные данные защит понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»

Элемент	$I_{с.з.}, A$	$I_{с.р.}, A$	$K_{ч}$	$t_{с.з.}, c$
Питающая ВЛ-35 кВ				
ВЛ-35 кВ	151,5	5,0	5,41	0,5
Сеть 10 кВ				
Ввод	637,6	5,0	1,57	1,0
Секционный	318,8	5,0	3,14	1,0
Отходящие КЛ-10 кВ				
1 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-1 КТП № 1 КЦ-1	125,5	4,0	7,97	1,5
Т-1 КТП № 2 КЦ-1	104,8	5,0	9,54	1,5
Т-1 КТП №3 КЦ-1	109,4	5,0	9,14	1,5
Т-1 КТП №4 КЦ-2	114,3	5,0	8,75	1,5
Т-1 КТП № 7 КЦ-1	88,5	5,5	11,29	1,5
Т-1 КТП № 8 СН	28,9	5,0	34,55	1,5
2 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-2 КТП № 1 КЦ-1	116,0	5,0	8,62	1,5
Т-2 КТП № 2 КЦ-1	101,4	5,0	9,86	1,5
Т-2 КТП №3 КЦ-1	104,6	5,0	9,56	1,5
Т-1 КТП №4 КЦ-2	119,2	5,0	8,39	1,5
Т-2 КТП № 7 КЦ-1	98,3	5,0	10,18	1,5
Т-2 КТП № 8 СН	25,8	5,0	38,79	1,5
Т-1 КТП № 5 «автопарк»	9,8	5,0	83,6	1,5

По коэффициенту чувствительности МТЗ по всем линиям как 10кВ так и 35кВ на ПС-35/10кВ«Лапени» убеждаемся что он соответствует всем требованиям. [1].

Рассмотрим токовую отсечку без выдержки времени (резервная защита) «Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по двум условиям» [19]:

«1 условие» [19]:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot I_{к.макс.} \quad (43)$$

2 условие:

$$I_{с.з.} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном.} \quad (44)$$

«Ток срабатывания релейного элемента микропроцессорного блока ТО» [17]:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.з}. \quad (45)$$

«Коэффициент чувствительности ТО» [17]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{cx}^{(\kappa)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.макс.}}{I_{c.з}}. \quad (46)$$

Согласно требованиям токовая отсечка без выдержки времени – это резервная защита. [1]

«Для линии ВЛ-35кВ которые питают силовые трансформаторы на понижающей подстанции ПС-35/10кВ» [11]:

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 0,95 = 1,235 \text{ кА},$$

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 124,6 = 162 \text{ А}.$$

«Принимается $I_{c.з} = 1,235 \text{ кА}$ » [11].

«Ток срабатывания реле и коэффициент чувствительности ТО» [11]:

$$I_{c.p} = \frac{1}{150} \cdot 1235 = 8,27 \text{ А},$$

$$K_{\chi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{950}{1235} = 0,77.$$

«ТО для защиты ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС - 35/10кВ«Лапени», не устанавливается, так как коэффициент чувствительности

данной защиты недостаточный» [18]. Расчёт токовых отсечек остальных присоединений подстанции представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Токовые отсечки без выдержки времени питающих ВЛ-35 кВ и отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС-35/10 кВ «Лапени»

Элемент	$I_{с.з}, A$	$K_ч$	$K_ч \geq 1,2$	Примечание
Питающая ВЛ-35 кВ				
ВЛ-35 кВ	1235	0,77	нет	не устанавливается ТО
Сеть 10 кВ				
Ввод	1500	0,77	нет	не устанавливается ТО
Секционный	1500	0,77	нет	
Отходящие КЛ-10 кВ				
1 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-1 КТП № 1 КЦ-1	1300	0,89	нет	не устанавливается ТО
Т-1 КТП № 2 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП №3 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП №4 КЦ-2	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП № 7 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП № 8 СН	1300	0,89	нет	
2 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-2 КТП № 1 КЦ-1	1300	0,89	нет	не устанавливается ТО
Т-2 КТП № 2 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-2 КТП №3 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП №4 КЦ-2	1300	0,89	нет	
Т-2 КТП № 7 КЦ-1	1300	0,89	нет	
Т-2 КТП № 8 СН	1300	0,89	нет	
Т-1 КТП №5 «автопарк»	1300	0,89	нет	

В результате проведения расчёта ТО без выдержки времени для защиты питающих ВЛ-35кВ и отходящих линий КЛ-10кВ реконструируемой ПС-35/10кВ «Лапени» установлено, что коэффициенты чувствительности данной защиты «для всех линий недостаточный ($K_ч < 1,2$), следовательно, ТО без выдержки времени на всех линиях не применяется» [11].

«Исходя из этого, для защиты всех линий 35кВ и 10кВ в качестве основной защиты применяется продольная дифференциальная токовая защита линий с абсолютной селективностью, ток которой принимается равным току срабатывания ТО без выдержки времени » [11].

«В качестве резервной защиты принимается МТЗ линий, рассчитанная в работе ранее» [11].

«Расчётный ток замыкания на землю» [10] для определения необходимости его компенсации, определяется так:

$$I_{с.з} = 3I_{сум}^{(с)} = 0,1U_{ном} \cdot l_{к.сум}, \quad (47)$$

$$l_{к.сум} = 2(l_1 + l_2 + \dots + l_n), \quad (48)$$

$$l_{к.сум} = 2(0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1) + 0,1 = 1,3 \text{ км},$$

$$I_3 = 0,1 \cdot 10 \cdot 1,3 = 1,3 \text{ А},$$

$$I_3 = 1,3 \text{ А} < 30 \text{ А}.$$

В результате проведения расчёта установлено, что $I_3 < 30 \text{ А}$, следовательно, необходимости в компенсации емкостных токов нет.

Ток срабатывания ЗОЗ выбирается по двум условиям.

1 условие:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_k \cdot 3I^{(с)}. \quad (49)$$

Значение собственного емкостного тока линии определяется:

$$I^{(с)} = \frac{U_{ном} \cdot l_k}{30}. \quad (50)$$

2 условие:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.мин}. \quad (51)$$

Значение «коэффициента чувствительности ЗОЗ» [10]:

$$K_q = \frac{3I_{\text{сум}}^{(c)} - 3I^{(c)}}{I_{\text{с.з}}}. \quad (52)$$

На примере ВЛ-35кВ:

$$I^{(c)} = \frac{35 \cdot 1}{30} = 1,17 \text{ A},$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 1,17 = 7,7 \text{ A},$$

$$K_q = \frac{7,7 - 3 \cdot 1,17}{0,5} = 8,38,$$

$$K_q = 8,38 \geq 1,25.$$

«Коэффициент чувствительности ЗОЗ для защиты ВЛ-35кВ достаточен, чтобы обеспечить требуемую чувствительность, применяется направленная защита нулевой последовательности (НЗНП) с током срабатывания микропроцессорного реле 0,5 А» [18].

Следовательно, можно предположить, что данный универсальный комплект защиты будет применён на всех остальных линиях.

«Аналогично рассчитывается ЗОЗ отходящих линий КЛ-10кВ реконструируемой ПС-35/10кВ «Лапени» и результаты расчетов приводятся в таблице 10» [11].

Таблица 10 – Расчёт ЗОЗ всех линий, как ВЛ-35 кВ так и линий КЛ-10 кВ на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Лапени»

Элемент	$I_{с.з}, А$	$I_{с.р}, А$	$K_ч$	$K_ч \geq 1,25$
Питающая ВЛ-35 кВ				
ВЛ-35 кВ	7,7	0,5	8,38	да
Отходящие КЛ-10 кВ				
1 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-1 КТП № 1 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП № 2 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП №3 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП №4 АВО КЦ-2	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП № 7 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т1 КТП № 8 СН	2,2	0,5	2,0	да
2 СШ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Лапени»				
Т-2 КТП № 1 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-2 КТП № 2 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-2 КТП №3 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП №4 КЦ-2	2,2	0,5	2,0	да
Т-2 КТП № 7 КЦ-1	2,2	0,5	2,0	да
Т-2 КТП № 8 СН	2,2	0,5	2,0	да
Т-1 КТП № 5 «автопарк»	2,2	0,5	2,0	да

Все приведённые и подобранные «уставки релейной защиты силовых трансформаторов» [14] и линий показаны на графическом листе 4.

Для сокращения перерыва в электроснабжении используют автоматическое повторное включение (АПВ) на ВЛ-35кВ понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» [20].

Принимается время его срабатывания в пределах:

$$t_{ПАВ} \geq t_{г.н} + t_{зан} = 0,5 \div 0,8 с, \quad (53)$$

где « $t_{г.н}$ - время готовности привода к работе, с» [15];

« $t_{зан}$ - время запаса, с» [15].

«Время автоматического возврата однократного АПВ» [11] для питающей ВЛ-35кВ:

$$t_{АПВ} = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ с.}$$

Время срабатывания АПВ на ВЛ-35кВ с момента начала короткого замыкания до момента подачи команды на включение [19]:

$$t_{АПВ} = t_{с.з} + t_{о.б} + t_{АПВ}. \quad (54)$$

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85 \text{ с.}$$

«Для АВР на секционном выключателе в РУ-10кВ» [8]:

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{отс} \cdot K_U}. \quad (55)$$

Значение остаточного напряжения на шинах РУ-10кВ при коротком замыкании за силовым трансформатором ТП-10/0,4кВ, который питается от шин РУ-10 кВ:

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_k^{(3)}, \quad (56)$$

$$X_m = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{т.ном}}, \quad (57)$$

Для АВР на секционном выключателе в РУ-10кВ понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» [20]:

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,84 \text{ Ом,}$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 1,84 \cdot 1,16 = 3,69 \text{ кВ.}$$

Время срабатывания АВР на секционном выключателе в РУ-10кВ понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени»:

$$t_{АПВ} > t_{с.з.макс} + \Delta t, \quad (58)$$

$$t_{АПВ} \geq 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

«Напряжение срабатывания реле контроля напряжения резервной сети АВР» [11] на секционном выключателе в РУ-10 кВ:

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_U \cdot K_B}, \quad (59)$$

$$U_{раб.мин} = 0,6U_{ном} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,3 \text{ кВ},$$

$$U_{с.р} \leq \frac{6,3}{1,2 \cdot 100 \cdot 0,8} = 0,062 \text{ кВ}.$$

Вывод по разделу 7.

Вся сигнализация по подстанции установлена на щит управления диспетчеру. Выбранные для работы типы сигнализации а также устройства РЗиА проверены и соответствуют всем требованиям. [4].

На графическом листе под номером 4 указаны проверенные в данной работе устройства.

8 Расчет заземления и молниезащиты понижающей подстанции ПС-35/10 кВ«Лапени»

«Для молниезащиты понижающей ПС-35/10кВ«Лапени» принимается четыре стержневых молниеотвода, установленные по периметру понизительной подстанции» [6].

«Зона их защиты» [17]:

$$r_X = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_X / h) \cdot p \right) \right]. \quad (60)$$

$$h_a = h - h_X. \quad (61)$$

«Минимальная ширина зоны защиты» [6]:

$$b_X = 4 \cdot r_X \cdot \left[(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a) \right], \quad (62)$$

где « a – расстояние между молниеотводами, м» [6].

«Должно соблюдаться условие» [6]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (63)$$

где « D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м» [6].

«Зона защиты молниеотводов спроектированной молниезащиты ПС-35/10кВ«Лапени»» [6]:

$$r_X = (19 - 11) \cdot \left[1,6 / \left(1 + (11/19) \cdot 1 \right) \right] = 8,11 \text{ м.}$$

$$b_X^I = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21) \right] = 12,48 \text{ м. } b_X^I / 2 = 6,24 \text{ м.}$$

$$b_X^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5) \right] = 5,92 \text{ м. } b_X^{II} / 2 = 2,96 \text{ м.}$$

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

$$D_1 = \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \leq 64 \text{ м.}$$

«Схема спроектированной молниезащиты понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» от прямых ударов молнии представлена на графическом листе б» [6].

Вывод по разделу 8.

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» был произведён расчёт грозозащиты. Расчётным путём были определены все размеры и расстояния для применения защиты на понижающей подстанции. Для этой задачи были применены 4 вертикальные молниеотвода, которые способны с лёгкостью обеспечивать защиту оборудования понижающей подстанции от атмосферных перенапряжений и отвести прямые удары молнии в землю.

Заключение

В данной работе были решены все основные задачи по реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени». Был проведён анализ всех исходных данных самой понижающей подстанции, а также были рассмотрены данные потребителей и данные вновь вводимых объектов потребителей. Указаны все необходимые доводы в отношении необходимости реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени».

Опираясь на технические характеристики оборудования подстанции, а также на технические данные и схемы понижающей подстанции была обоснована актуальность реконструкции данного объекта. При создании проекта по реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» которая относится к Могилёвским электрическим сетям были выполнены все условия в плане надёжности, актуальности и целесообразности применения новейшего оборудования.

Произведены расчёты всех электрических нагрузок. В результате все полученные при расчёте электрических нагрузок данные как присоединений, так и всей реконструируемой понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени», используются в данной работе при выборе трансформаторов подстанции, проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей .

Эти расчёты очень важны так как они позволяют нам проверить трансформаторы силовые находящиеся на понижающей подстанции и которые питают каждый свою секцию шин РУ-10кВ. А также можем определить какую нагрузку могут выдерживать силовые трансформаторы которые будут установлены на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» которая подлежит реконструкции, при добавлении дополнительных нагрузок которые будут выдавать вновь вводимые потребители.

В данном проекте используются не только значения расчётных нагрузок всех сборных секций шин данной понижающей подстанции, но и также расчётные значения нагрузок всех присоединений потребителей. Используются и расчётные значения нагрузок и самой понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» Могилёвских электрических сетей.

В результате при создании проекта по реконструкции данной понижающей подстанции все технические данные и расчёты были досконально обоснованы и проверены.

Путём расчётов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» были выбраны силовые трансформаторы; их количество и мощность. В проекте ранее было указано что на данной понижающей подстанции был установлен только один трансформатор марки ТМН-6300/35. По проекту требуется установка ещё одного трансформатора с идентичными характеристиками как и у первого. Таким образом на проектируемой подстанции далее будет два силовых трансформатора.

Проведены расчёты токов короткого замыкания на реконструируемой понижающей подстанции. Все результаты которые были получены из расчётов токов КЗ на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» которая относится к МЭС были применены при выборе оборудования и расчётов РЗиА.

Выбраны сечения проводников на ПС-35/10кВ «Лапени». Кабели и провода выбранные для использования в данном проекте по реконструкции электрической части подстанции соответствуют и удовлетворяют всем критериям выбора как по стороне 10кВ так и по стороне 35кВ. Все они могут применяться в данной электроустановке. В графической части данного проекта имеются результаты выбора питающих линий 35кВ и распределительной сети 10кВ.

Были выбраны и проверены электрические аппараты на ПС-35/10кВ«Лапени». Оборудование было проверено на электрическую, динамическую и термическую стойкость ко всем условиям приведённым в

задании. Выбраны все марки кабелей и проводов как по стороне 35кВ так и по стороне 10кВ. На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» были установлены новейшие современные аппараты и доказано расчётным путём что всё оборудование соответствует всем показателям и может быть установлено в данной электроустановке.

После проведения расчётов на понижающей подстанции было выбрано оборудования РЗиА. Для защиты силовых трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» будет применяться микропроцессорное реле марки МР801, предназначенное для дифференциальной защиты трансформаторов. Данное устройство представляет собой современный цифровой аппарат для защиты и управления противоаварийной автоматики. Микропроцессорное реле МР-801 разработано в Республике Беларусь – Республиканским унитарным предприятием РУП «Белэлектромонтажналадка» («БЭМН»). Данное микропроцессорное устройство будет применяться не только для дифференциальной защиты трансформаторов, но и для внешних защит трансформатора таких как газовая защита и др. Данный аппарат также будет применяться для максимальной токовой защиты (МТЗ) с возможностью блокировок по внешним сигналам. Вся сигнализация по подстанции выведена на щит управления диспетчеру. Выбранные для работы типы сигнализации а также устройства РЗиА проверены и соответствуют всем требованиям.

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Лапени» был произведён расчёт грозозащиты. Для этой задачи были применены 4 вертикальные молниеотвода, которые способны с лёгкостью обеспечивать защиту оборудования понижающей подстанции от атмосферных перенапряжений и отвести прямые удары молнии в землю.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА. 2020. 416 с.
3. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Медиа, 2017. 797 с.
4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. М.: Энергоиздат, 2018. 640 с.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
9. Курдюмов В. И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2017 г. 184 с.
10. Михайлов Ю .М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2018. 224 с.
11. Неклепаев Б. Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.
12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

4-е изд., переработ. и допол. М: Энергоатомиздат, 2018. 392 с.: ил.

14. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

15. Рогалев Н. Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. М.: «МЭИ», 2018. 288 с.

16. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для вузов. М.: ИЦ «Академия», 2019. 448 с.

18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.«Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 05.11.2022).

20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2020. 136 с.