

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 трансформаторной подстанции ТП-15366 на территории завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москве

Обучающийся

И. Н. Гончаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент В. И. Платов

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

Аннотация

В представленной работе выполнена полная реконструкция питающей и распределительной схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москве.

Такая реконструкция обусловлена не соответствием схемных и конструктивных технических решений, применяемых на рассматриваемой ТП-15366, требованиям нормативных документов относительно надёжности, резервирования и безопасности.

Для достижения поставленной цели работы, решены основные задачи, состоящие из трёх этапов.

На первом этапе определены цели и задачи реконструкции электрической части подстанции.

На втором этапе работы проведена непосредственно реконструкция основных элементов электрической части подстанции.

Третий этап работы подразумевает расчёт релейной защиты, молниезащиты и заземления на объекте исследования.

Работа, помимо расчётно-пояснительной записки объёмом 60 страниц, включает также 6 листов графической части, выполненных в САПР «AutoCAD 2019».

Содержание

Введение.....	4
1 Определение целей и задач реконструкции электрической части подстанции.....	6
2 Реконструкция основных элементов электрической части подстанции	16
2.1 Расчет электрических нагрузок ТП-15366.....	16
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП-15366	19
2.3 Конструктивное выполнение ТП-15366	21
2.4 Расчет токов короткого замыкания	22
2.5 Выбор сечения проводников.....	28
2.6 Выбор электрических аппаратов.....	33
3 Релейная защита, молниезащита и заземление	44
3.1 Релейная защита	44
3.2 Молниезащита ТП.....	48
3.3 Заземление ТП.....	49
Заключение	54
Список используемой литературы	59

Введение

Как известно, реконструкция трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ предприятий представляет собой комплексное обновление электрических систем, нацеленное на улучшение эффективности, надежности и безопасности электроснабжения.

Во-первых, ключевая задача реконструкции заключается в повышении надежности электроснабжения через обновление и замену устаревшего оборудования. Это помогает минимизировать риск аварийных отключений и увеличивает стабильность работы электросетей предприятия.

Во-вторых, данный процесс направлен на улучшение качества электроэнергии, что достигается за счет внедрения современных технологий, способствующих более эффективному контролю параметров электроэнергии и снижению потерь, что особенно важно для нормальной работы высокоточного и чувствительного производственного оборудования.

В-третьих, реконструкция направлена на улучшение энергоэффективности. Современное оборудование обеспечивает снижение потребления электрической энергии на собственные нужды подстанций, что ведет к сокращению операционных затрат предприятия.

В-четвертых, процесс включает обеспечение соответствия обновленных подстанций современным стандартам безопасности, что гарантирует защиту персонала и минимизацию риска возникновения несчастных случаев.

В-пятых, в рамках реконструкции также проводится модернизация схемных решений на подстанциях, что позволяет оптимизировать процессы распределения и управления электроэнергией.

Новые схемные решения повышают общую производительность и адаптивность системы к изменениям в потреблении энергии, обеспечивая гибкое и эффективное управление электрическими потоками.

Таким образом, реконструкция трансформаторных подстанций

является актуальной для современных предприятий, стремящихся к устойчивому развитию и соответствию требованиям энергетической эффективности и экологической безопасности. Данные аспекты формируют и обосновывают актуальность исследования, проведённого в работе, а также практическую ценность настоящей работы [20].

Целью настоящей работы является полная реконструкция питающей и распределительной схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

Такая реконструкция обусловлена не соответствием схемных и конструктивных технических решений, применяемых на рассматриваемой ТП-15366, требованиям нормативных документов относительно надёжности, резервирования и безопасности.

Объектом исследования является схема первичных соединений и основное оборудование трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

В качестве предмета исследования рассматриваются параметры надёжности, экономичности, безопасности и экологичности, присущие объекту исследования.

Для достижения поставленной цели работы, в работе необходимо решить основные задачи, состоящие из трёх этапов:

- на первом этапе определяются цели и задачи реконструкции электрической части подстанции;
- на втором этапе работы проводится непосредственно реконструкция основных элементов электрической части подстанции;
- третий этап работы подразумевает расчёт релейной защиты, молниезащиты и заземления на объекте исследования.

1 Определение целей и задач реконструкции электрической части подстанции

Акционерное общество «Московское электрооборудование и лифты» представляет собой значимое предприятие на промышленной карте Москвы, специализирующееся на производстве электротехнической продукции и лифтового оборудования. Этот завод играет важную роль в обеспечении потребностей строительной отрасли и градостроительного развития региона, предлагая решения, которые сочетают в себе инновации, безопасность и экологическую устойчивость.

Основное направление деятельности завода включает разработку, производство и сервисное обслуживание лифтов и эскалаторов, а также различного электрооборудования, используемого в коммерческих, жилых и промышленных объектах. Продукция завода отличается высоким качеством и надежностью, что обусловлено применением передовых технологий и строгим контролем на всех этапах производства.

Завод активно внедряет инновационные технологии, что позволяет не только улучшать характеристики продукции, но и минимизировать её воздействие на окружающую среду.

Производственные процессы организованы с учетом принципов устойчивого развития и энергоэффективности, что подтверждается наличием соответствующих сертификатов качества и экологической безопасности.

В дополнение к основной производственной деятельности, АО «Московское электрооборудование и лифты» уделяет значительное внимание развитию сервисных услуг, предлагая комплексное техническое обслуживание и модернизацию установленного оборудования. Данный аспект не только увеличивает срок службы продукции, но и обеспечивает безопасность конечных пользователей.

Таким образом, завод АО «Московское электрооборудование и лифты» представляет собой высокотехнологичное и современное предприятие,

способное удовлетворять потребности современного города в надежной и безопасной продукции, способствуя тем самым улучшению качества жизни городского населения.

Как было указано ранее, в работе рассматривается реконструкция питающей и распределительной схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

На этапе ознакомления с исходными данными и схемой было установлено, что такая реконструкция обусловлена не соответствием схемных и конструктивных технических решений, применяемых на рассматриваемой ТП-15366, требованиям нормативных документов относительно надёжности, резервирования и безопасности.

ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва является понизительной трансформаторной подстанцией, которая была введена в эксплуатацию на предприятии в 1976 году.

Классы напряжений на данной подстанции – 10 кВ (ВН) и 0,4 кВ (НН).

Как и любая подстанция, ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» состоит из трёх основных составляющих: двух распределительных устройств (10 кВ и 0,4 кВ), а также силовых трансформаторов.

На данной подстанции находится шесть силовых трансформаторов. Из них четыре трансформатора – марки ТМ-1000/10 (мощностью 1000 кВА – Т1-Т4), а два трансформатора – марки ТМ-400/10 (мощностью 400 кВА – Т5-Т6) [18].

При этом три трансформатора (Т1, Т3, Т5) питаются от первой секции сборных шин 10 кВ РУ-10 кВ ТП, а вторые три – от второй секции шин этой же ТП.

Все трансформаторы были введены в работу в период с 1976 года по 1998 год в связи с постепенным расширением производства и необходимости ввода новых мощностей на предприятии).

Все основные элементы ТП-15366 показаны на структурной схеме рисунка 1.

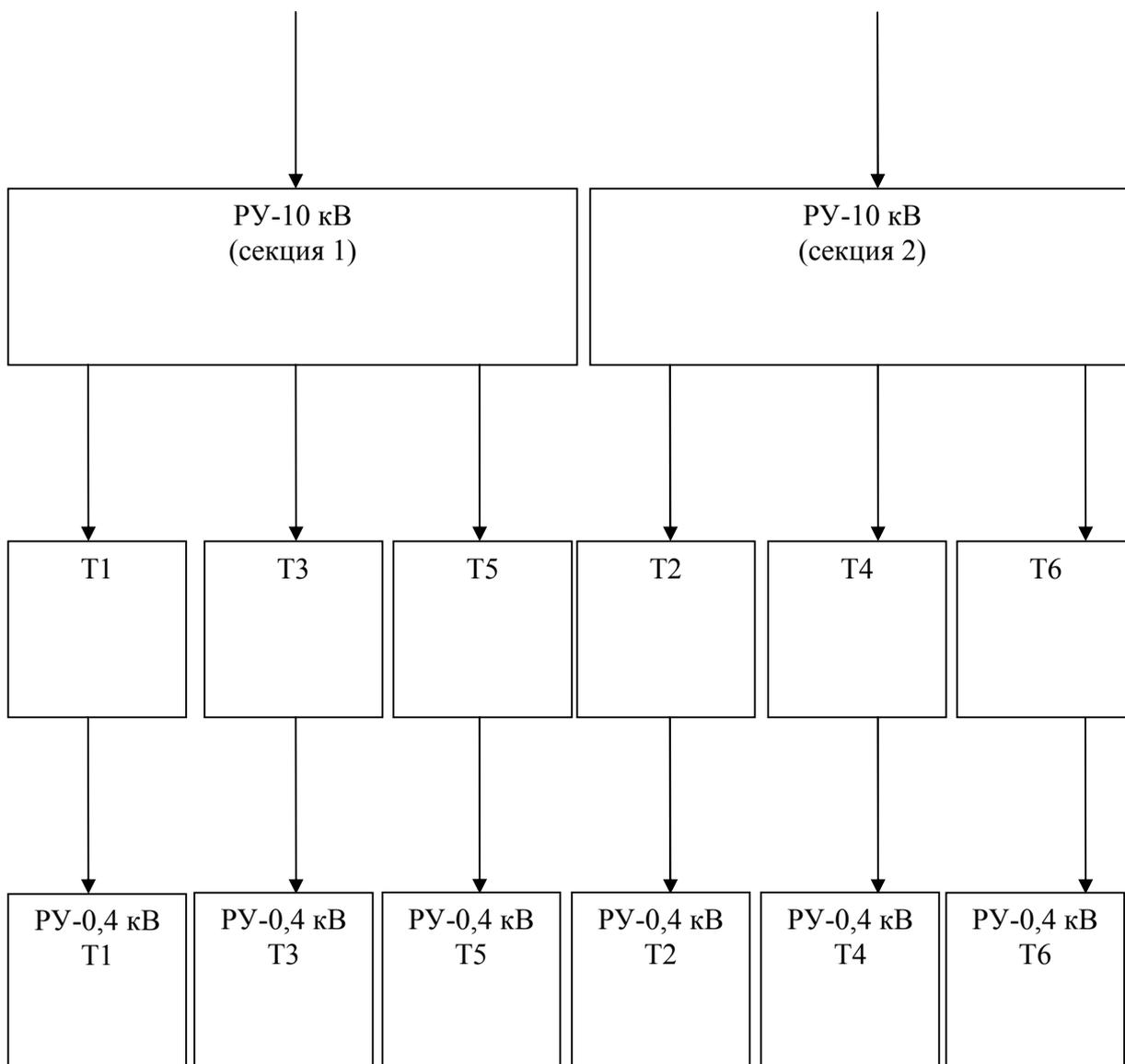


Рисунок 1 – Исходная структурная схема ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты»

В исходной схеме ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» применяются два кабельных радиальных ввода от источника питания (заводской понизительной подстанции 35/10 кВ). Для данной цели в схеме применяются кабели марки ААБ-10 (3×150). Они были введены в эксплуатацию в 1976 году и на сегодняшний день устарели и изношены. Таким образом, они требуют замены.

Также требуют замены все кабельные линии, отходящие к

потребителям, которые все выполнены кабелями марки ААБ-10 (3×50).

В РУ-10 кВ подстанции используется схема электрических соединений 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин». Она состоит из двух секций сборных шин, между которыми находится секционный выключатель. Известно, что такая схема надёжная и экономичная [12].

Схема электрических соединений 10-1 представляет собой эффективное решение для управления электрическими потоками в современных энергетических системах. Данная схема обеспечивает уникальное сочетание надёжности, гибкости и экономической эффективности, что делает ее особенно подходящей для использования в различных промышленных и инфраструктурных объектах.

Основное преимущество этой схемы заключается в ее способности поддерживать непрерывность электроснабжения даже при необходимости обслуживания или ремонта определенной части системы. Секционирование шин с помощью выключателя позволяет изолировать и отключать отдельные участки без воздействия на общую работоспособность системы. Это обеспечивает высокий уровень операционной безопасности и уменьшает риски, связанные с возможными аварийными ситуациями, что критически важно для объектов с высокими требованиями к надёжности электроснабжения.

Другой важной особенностью схемы является ее экономическая эффективность. Установка одной системы сборных шин, секционированной выключателями, снижает необходимость в дополнительном оборудовании и, как следствие, уменьшает капитальные затраты на электроустановку. Это также упрощает обслуживание и повышает общую экономическую выгоду от эксплуатации системы. Схема также характеризуется повышенной гибкостью в управлении нагрузкой и распределении мощности, что позволяет оптимизировать работу системы в соответствии с текущими потребностями потребления. Это способствует не только повышению эффективности

использования электроэнергии, но и обеспечивает лучшую адаптацию к изменениям в энергетических потребностях объекта.

Таким образом, схема 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин» представляет собой надежное и экономичное решение, предлагающее значительные операционные и экономические преимущества для применения на понизительных подстанциях (в частности, на рассматриваемой в работе ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты») [12].

Далее необходимо детально рассмотреть оборудование данной схемы, а также особенности режимов её работы.

В схеме РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ применяются устаревшие и неэффективные ячейки марки КСО-366, в которых установлены устаревшие и изношенные аппараты, требующие замены.

К ним относятся:

- выключатели ВМГ-10/630-20 – 9 единиц (включая секционный выключатель);
- трансформаторы тока ТПЛ-10 – 18 единиц (9 присоединений по 2 ТТ в каждом – схема «неполной звезды» на отходящих присоединениях, схема «полной звезды» - на вводных присоединениях);
- разъединители РЛНД-10/630 – 10 единиц (включая секционный разъединитель);
- трансформаторы напряжения НТМК-10 – 2 единицы.

Таким образом, установлено, что практически всё оборудование ячеек и сами ячейки РУ-10 кВ ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» требует полной замены в связи с износом, не подлежащим восстановлению и частичной модернизации.

Также в РУ-10 кВ подстанции планируется ввести в работу устройство аварийного включения резерва (АВР), которое устанавливается на секционном выключателе и будет его автоматически включать при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин 10 кВ. Таким

образом, в системе будет обеспечено резервирование, необходимое для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности.

РУ-0,4 кВ подстанции выполнено с применением современных автоматов марки ВА и модернизировано в 2016 году.

Также в сети 0,4 кВ на шинах РУ-0,4 кВ отсутствует резервирование, что недопустимо для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности, поэтому в работе предлагается решить данную проблему путём установки секционных автоматов на секции сборных шин ТП-10/0,4 кВ.

Однако, чтобы такая система работала, необходимо разделить одну громоздкую шеститрансформаторную ТП-10/0,4 кВ на три двухтрансформаторные ТП. Такое разделение обусловлено следующими факторами:

- на одной подстанции не рекомендуется устанавливать более двух силовых трансформаторов;
- при трёх двухтрансформаторных ТП-10/0,4 кВ схема будет более стабильной, гибкой и надёжной, так как будет обеспечено качественное резервирование на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ.

Кроме того, предлагается также с РУ-10 кВ исходной ТП сделать распределительный пункт 10 кВ (РП-10 кВ), который будет служить для питания трёх двухтрансформаторных подстанций.

При этом схему менять не требуется, достаточно будет заменить кабели, аппараты и ячейки 10 кВ.

Все основные элементы ТП-15366 после её реконструкции показаны на структурной схеме рисунка 2.

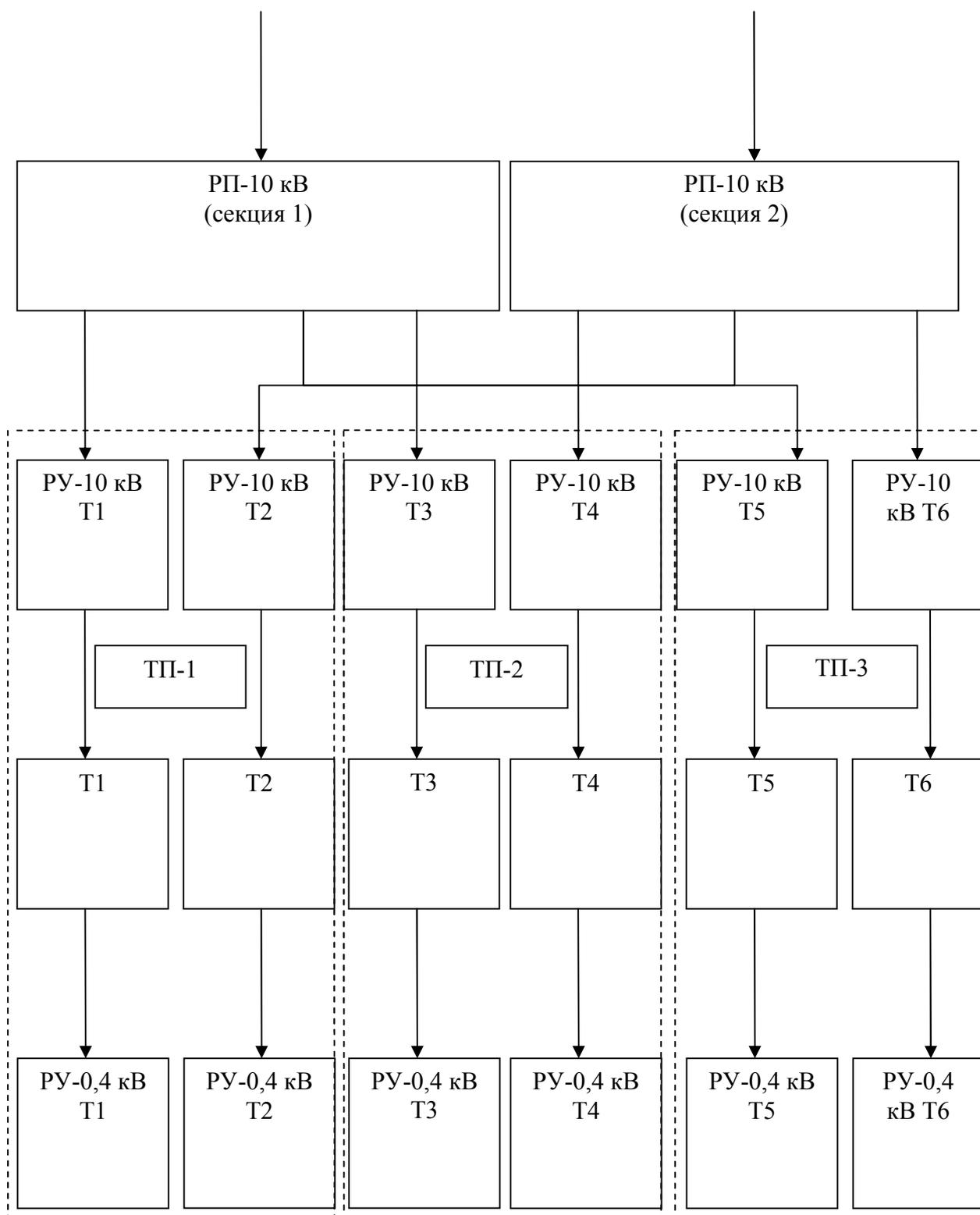


Рисунок 2 – Структурная схема ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» после её реконструкции

Внедрения мероприятий по реконструкции объекта исследования проводится далее.

Все решения должны быть подтверждены расчётным путём.

Выводы по разделу.

Рассмотрена исходная схема электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

В результате проведения анализа схемы и состояния основного оборудования ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва, установлено следующее:

- объект исследования является понизительной трансформаторной подстанцией, которая была введена в эксплуатацию на предприятии в 1976 году;
- классы напряжений на данной подстанции – 10 кВ (ВН) и 0,4 кВ (НН);
- ТП-15366 состоит из трёх основных составляющих: двух распределительных устройств (10 кВ и 0,4 кВ), а также силовых трансформаторов;
- на данной подстанции находится шесть силовых трансформаторов, из них четыре трансформатора – марки ТМ-1000/10 (мощностью 1000 кВА – Т1-Т4), а два трансформатора – марки ТМ-400/10 (мощностью 400 кВА – Т5-Т6);
- три трансформатора (Т1, Т3, Т5) питаются от первой секции сборных шин 10 кВ РУ-10 кВ ТП, а вторые три – от второй секции шин этой же ТП;
- схема 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин» представляет собой надежное и экономичное решение, предлагающее значительные операционные и экономические преимущества для применения на понизительных подстанциях (в частности, на рассматриваемой в работе ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты»), поэтому в реконструкции не нуждается;

- полностью отсутствует автоматика на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ подстанции.

Кроме того, в результате анализа состояния основного оборудования подстанции, установлено, что в исходной схеме ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» применяются два кабельных радиальных ввода от источника питания (заводской понизительной подстанции 35/10 кВ). Для данной цели в схеме применяются кабели марки ААБ-10 (3×150). Они были введены в эксплуатацию в 1976 году и на сегодняшний день устарели и износились. Таким образом, они требуют замены. Также требуют замены все кабельные линии, отходящие к потребителям, которые все выполнены кабелями марки ААБ-10 (3×50).

Также определено, что в схеме РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ применяются устаревшие и неэффективные ячейки марки КСО-366, в которых установлены устаревшие и изношенные аппараты, требующие замены.

К ним относятся:

- выключатели ВМГ-10/630-20 – 9 единиц (включая секционный выключатель);
- трансформаторы тока ТПЛ-10 – 18 единиц (9 присоединений по 2 ТТ в каждом – схема «неполной звезды» на отходящих присоединениях, схема «полной звезды» - на вводных присоединениях);
- разъединители РЛНД-10/630 – 10 единиц (включая секционный разъединитель);
- трансформаторы напряжения НТМК-10 – 2 единицы.

Таким образом, установлено, что практически всё оборудование ячеек и сами ячейки РУ-10 кВ ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» требует полной замены в связи с износом, не подлежащим восстановлению и частичной модернизации.

С учётом детально приведённой характеристики схемы, состояния оборудования, в работе предлагаются мероприятия, описанные ниже.

Во-первых, предлагается разделить одну громоздкую шеститрансформаторную ТП-10/0,4 кВ на три двухтрансформаторные ТП. Такое разделение обусловлено следующими факторами:

- на одной подстанции не рекомендуется устанавливать более двух силовых трансформаторов;
- при трёх двухтрансформаторных ТП-10/0,4 кВ с резервированием схема будет более стабильной, гибкой и надёжной, так как будет обеспечено качественное резервирование на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ.

Кроме того, предлагается также с РУ-10 кВ исходной ТП сделать распределительный пункт 10 кВ (РП-10 кВ), который будет служить для питания трёх двухтрансформаторных подстанций. При этом схему менять не требуется, достаточно будет заменить кабели, аппараты и ячейки 10 кВ.

Во-вторых, в РУ-10 кВ подстанции планируется ввести в работу устройство АВР, которое устанавливается на секционном выключателе и будет его автоматически включать при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин 10 кВ. Таким образом, в системе будет обеспечено резервирование, необходимое для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности. Также в РУ-0,4 кВ отсутствует резервирование, что недопустимо для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности, поэтому в работе предлагается решить данную проблему путём установки секционных автоматов на секции сборных шин ТП-10/0,4 кВ.

В-третьих, предлагается параллельно с реконструкцией подстанции, провести её модернизацию, заменив на новые модификации следующие марки и типы оборудования:

- всё силовое оборудование РУ-10 кВ, включая аппараты и ячейки, в которых они устанавливаются;
- все кабельные линии 10 кВ (вводные и отходящие).

Все мероприятия проводятся в работе далее.

2 Реконструкция основных элементов электрической части подстанции

2.1 Расчет электрических нагрузок ТП-15366

В работе проводится расчёт электрических нагрузок реконструируемой ТП-15366.

Как было установлено ранее, исходная схема данной подстанции в результате реконструкции была разделена на три двухтрансформаторных подстанции (ТП1-ТП3).

Таким образом, в работе проводится расчёт нагрузок подстанции после проведения её реконструкции.

Так как подстанция – действующая и не находится на стадии проектирования, расчётная активная нагрузка должна быть принята максимальной фактической, то есть [8]:

$$P_p = P_\phi, \text{кВт}, \quad (1)$$

где P_ϕ – фактическая нагрузка, кВт.

«Расчётная реактивная нагрузка» [8]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

где « $\text{tg } \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [8].

«Расчётная полная нагрузка» [8]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

Рабочий ток нормального режима на подстанции будет определяться с учётом количества линий, по которым передаётся нагрузка (нормальный режим) [16]:

$$I_{p.n} = \frac{S_{np}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (4)$$

где n – количество линий, по которым получает питание

соответствующие потребители, шт.;

S_{np} – мощность присоединения, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ.

При этом максимальный рабочий ток на подстанции будет определяться по условию (4) с учётом того, что вся мощность будет передана по одной линии (послеаварийный режим).

На примере первой ТП1, используя выражения (1) – (4):

$$P_p = 500 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 500 \cdot 0,4 = 200 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{500^2 + 200^2} = 538,5 \text{ кВА.}$$

$$I_{p.n} = \frac{538,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 15,6 \text{ А.}$$

$$I_{p.m} = \frac{538,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,2 \text{ А.}$$

«Расчётная активная и реактивная нагрузка подстанции определяется как сумма её присоединений с учётом коэффициента одновременности» [8]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где « K_0 – коэффициент одновременности» [8].

$$\sum_{i=1}^n P_{np} - \text{«суммарная активная нагрузка всех присоединений, кВт»}$$

[8];

$$\sum_{i=1}^n Q_{np} - \text{«суммарная реактивная нагрузка всех присоединений,$$

квар» [8].

«Расчётная полная нагрузка подстанции» [8]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима подстанции» [8]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

При расчёте тока в формуле (8) принимается следующее значение линий n :

- $n = 2$ – для нормального режима;
- $n = 1$ – для максимального режима;

Результаты расчёта электрических нагрузок подстанции ТП-15366 после её реконструкции представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчёта электрических нагрузок подстанции ТП-15366 после её реконструкции

Наименование присоединения	$P_{np.}$, кВт	$Q_{np.}$, квар	$S_{np.}$, кВА	$I_{p.n.}$, А	$I_{p.m.}$, А
ТП-1	500,0	200,0	538,5	15,6	31,2
ТП-2	600,0	240,0	646,2	18,7	37,4
ТП-3	400,0	160,0	430,8	12,5	25,0
Всего по объекту после реконструкции ($K_o = 0,9$)	1500,0	600,0	1615,5	46,7	93,4

Таким образом, в работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», а также значения тока нормального и максимального режима всех присоединений и подстанции в целом.

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП-15366

Известно, что мощность силовых трансформаторов ТП-10/0,4 кВ определяется с учётом её загрузки активной мощностью [16]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{P_p}{2 \cdot \beta_m}, \quad (9)$$

где $\beta_m = 0,8$ (для питания потребителей преимущественно II категории надёжности).

В виду того, что в результате реконструкции подстанции силовые трансформаторы Т1-Т6 не планируется заменить, их необходимо проверить на соответствие расчётным параметрам сети с учётом допустимых нагрузок и перегрузок [3]. Таким образом, для ТП1 после реконструкции (установлены два трансформатора марки ТМ-1000/10):

$$1000 \text{ кВА} \geq \frac{500}{2 \cdot 0,8} = 312,5 \text{ кВА}.$$

Подтверждаются два трансформатора ТМ-1000/10 [18].

Для ТП2 после реконструкции (установлены два трансформатора марки ТМ-1000/10):

$$1000\text{кВА} \geq \frac{600}{2 \cdot 0,8} = 375\text{кВА}.$$

Подтверждаются два трансформатора ТМ-1000/10 [18].

Для ТП3 после реконструкции (установлены два трансформатора марки ТМ-400/10):

$$400\text{кВА} \geq \frac{400}{2 \cdot 0,8} = 250\text{кВА}.$$

Подтверждаются два трансформатора ТМ-400/10 [18].

Таким образом, установлено, что на всех трёх ТП-10/0,4 кВ (ТП1-ТП3), полученных при разделении исходной ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», мощности силовых трансформаторов проходят проверки.

Установлено, что фактическая загрузка силовых трансформаторов на всех ТП находится в допустимых пределах.

Следовательно, они не нуждаются в замене.

Такой результат показывает равномерное распределение плотности нагрузки на объекте, тем самым обуславливая хорошие показатели надёжности и экономичности.

Все ТП, полученные в результате реконструкции исходной подстанции, показаны в графической части работы.

2.3 Конструктивное выполнение ТП-15366

В связи с реконструкцией исходной ТП-15366 с шестью силовыми трансформаторами и разделением её на три двухтрансформаторные ТП-10/0,4 кВ, проводится выбор их нового конструктивного выполнения.

В работе для новых разделённых ТП1-ТП3 принимаются блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ) производства ГПО «БЕЛЭНЕРГО» ОАО «БЕЛСЕЛЬЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ» [2].

Блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ), производства ГПО «БЕЛЭНЕРГО» ОАО «БЕЛСЕЛЬЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ», представляют собой инновационное решение в области электроснабжения, разработанное для обеспечения надежной и безопасной работы электрических сетей. Эти подстанции оснащены современными технологиями и материалами, что делает их идеальным выбором для применения в разнообразных условиях эксплуатации.

Одной из выдающихся особенностей БКТПБ-10/0,4 кВ является их бетонная оболочка, которая обеспечивает высокую степень защиты оборудования от внешних воздействий, таких как атмосферные осадки, коррозия и механические повреждения. Бетонная конструкция также способствует улучшению пожаробезопасности подстанции, минимизируя риски возгорания и распространения огня в случае аварий.

Преимущество подстанций БКТПБ-10/0,4 кВ заключается в их компактности и мобильности. Предварительно собранное и полностью укомплектованное оборудование такой подстанции позволяет быстро и с минимальными затратами осуществлять монтаж на конечном объекте. Это существенно сокращает время пусконаладочных работ и облегчает процесс интеграции подстанции в существующую инфраструктуру без необходимости проведения обширных строительных работ.

Блочные комплектные подстанции также выделяются высокой степенью автоматизации [2].

Встроенные системы управления и мониторинга позволяют оперативно отслеживать состояние оборудования и эффективно управлять распределением электроэнергии, что способствует повышению общей эффективности электроснабжения и снижению эксплуатационных расходов.

Таким образом, БКТПБ-10/0,4 кВ являются высокоэффективным и экономически выгодным решением для организации электроснабжения на промышленных предприятиях, в жилых комплексах и на других объектах, где требуется высокая надежность и безопасность электрической инфраструктуры [11]. Следовательно, выбор данного типа подстанции для применения на объекте исследования, обоснован.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Проводится расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) в системе электроснабжения подстанции ТП-15366 после её реконструкции.

Расчёт токов короткого замыкания на подстанции 10/0,4 кВ является важной процедурой, направленной на обеспечение безопасности, надёжности и эффективности функционирования электрической системы. Основная цель этого процесса заключается в определении максимально возможных значений токов, которые могут возникнуть при коротком замыкании в различных точках системы.

Задачи расчёта токов короткого замыкания включают анализ текущей конфигурации сети и потенциальных изменений, которые могут произойти в будущем в связи с расширением или модернизацией системы. Расчёты должны учитывать физические и электрические характеристики всех компонентов системы, включая трансформаторы, кабели и шины.

Кроме того, процесс расчёта направлен на оптимизацию конструкции и выбора оборудования подстанции. Это предполагает использование

аналитических моделей и программного обеспечения для моделирования различных сценариев коротких замыканий, что позволяет инженерам предвидеть последствия таких событий и разрабатывать стратегии их предотвращения.

Таким образом, проведение точных и всесторонних расчётов токов короткого замыкания на подстанции 10/0,4 кВ способствует повышению уровня безопасности, сокращению рисков для персонала и оборудования, а также обеспечивает стабильное и надёжное электроснабжение, что важно для любого предприятия, стремящегося к эффективному и безопасному использованию электрической энергии.

При расчёте токов КЗ выбирается наиболее тяжёлый режим трёхфазного короткого замыкания.

Для этого режима находятся следующие величины:

- I'' – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;
- I_{∞} - действующее значение установившегося тока КЗ;
- i_y – ударный ток короткого замыкания.

Определяется значение тока КЗ на вводе ТП1, как наиболее тяжёлый вариант.

Расчёт токов КЗ проводится в сети 10 кВ (расчётная точка К1) и 0,4 кВ (расчётная точка К2).

Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ приведены на рисунке 3.

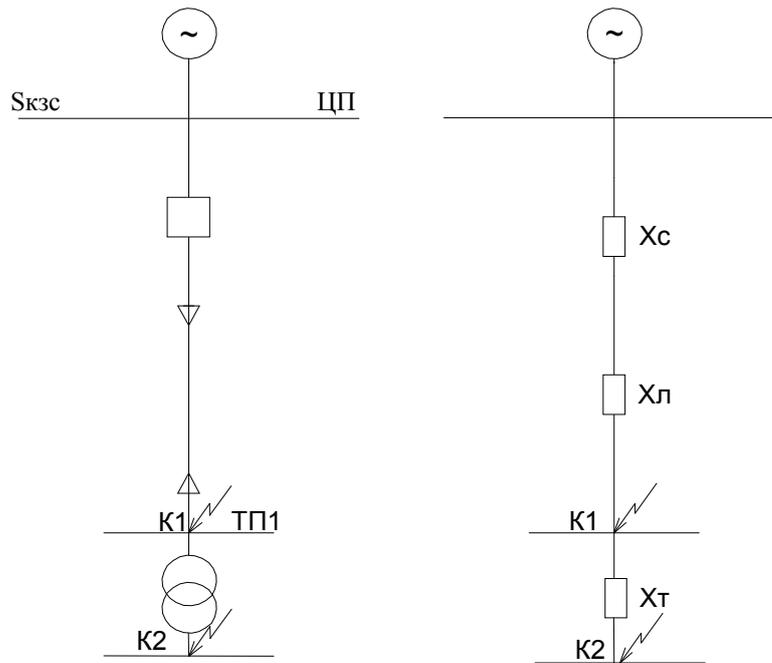


Рисунок 3 – Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ

Приводятся элементы к базисным условиям:

$$S_{\bar{o}} = S_c = 1000 \text{ МВА},$$

$$U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}, \text{ кА}, \quad (10)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Сопротивления схемы замещения в относительных единицах:

$$x_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_c}. \quad (11)$$

$$x_c = 1.$$

$$r_c = \frac{x_c}{50}, \quad (12)$$

$$r_c = \frac{1}{50} = 0,02.$$

Сопровитления питающей линии 10 кВ:

$$x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (13)$$

$$x_l = 0,08 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,45,$$

$$r_l = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (14)$$

$$r_l = 0,043 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 8,04.$$

Активное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ U_n [13]:

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_n^2}{S_{\text{ном.т.}}^2}. \quad (15)$$

Активное сопротивление трансформатора (ПБВ находится в среднем положении):

$$r_m = \frac{20000 \cdot 10^2}{1000^2} = 2.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ U_n [13]:

$$x_m = \frac{U_{\kappa.\text{ср.}\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}^2}. \quad (16)$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора в среднем положении ПБВ:

$$x_m = \frac{6,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 10^2} = 0,065.$$

Суммарное полное сопротивление трансформатора подстанции:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (17)$$

$$Z_m = \sqrt{2^2 + 0,065^2} \approx 2,00.$$

Суммарные сопротивления к точке К1:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l, \quad (18)$$

$$x_{\Sigma} = 1 + 1,45 = 2,45,$$

$$r_{\Sigma} = r_c + r_l, \quad (19)$$

$$r_{\Sigma} = 0,02 + 8,04 = 8,06.$$

Отношение $x/r < 3$, следовательно необходимо учитывать активное сопротивление. Полное сопротивление цепи:

$$z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 - r_{\Sigma}^2}, \quad (20)$$

$$z = \sqrt{2,45^2 - 8,06^2} = 8,42.$$

Ток КЗ в точке К1:

$$I_{III}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z}, \text{ кА}, \quad (21)$$

$$I_{II1}^{(3)} = \frac{55}{8,42} = 6,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{II1}^{(3)} \cdot K_y, \text{ кА,} \quad (22)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Так как на шинах питающей энергосистемы $\beta'' = 1$, поэтому [13]:

$$I_{\infty} = I'' = I_n. \quad (23)$$

И ударный коэффициент можно принять равным единице. Значит:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1 = 9,2 \text{ кА.}$$

Суммарные сопротивления к точке К2:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l + x_m, \quad (24)$$

$$x_{\Sigma} = 1 + 1,45 + 0,065 \approx 2,52,$$

$$r_{\Sigma} = r_c + r_l + r_m, \quad (25)$$

$$r_{\Sigma} = 0,02 + 8,04 + 2 = 10,06.$$

Отношение $x/r < 3$, следовательно необходимо учитывать активное сопротивление. Полное сопротивление цепи:

$$z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (26)$$

$$z = \sqrt{2,52^2 + 10,06^2} = 10,37.$$

Ток КЗ в точке К2:

$$I_{II2}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z}, \text{кА}, \quad (27)$$

$$I_{II2}^{(3)} = \frac{55}{10,37} = 5,3 \text{кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{y\sigma K2} = \sqrt{2} \cdot I_{II2}^{(3)} \cdot K_y, \text{кА}, \quad (28)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Так как на шинах питающей энергосистемы $\beta'' = 1$, поэтому [13]:

$$I_{\infty} = I'' = I_n. \quad (29)$$

И ударный коэффициент можно принять равным единице. Значит:

$$i_{y\sigma K2} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot 1 = 7,5 \text{кА}.$$

Результаты используются при выборе нового оборудования ТП-15366.

2.5 Выбор сечения проводников

Далее в работе необходимо провести выбор и проверку проводников в системе электроснабжения ТП-15366.

Ранее в работе было установлено, что в результате проведения реконструкции одна ТП с шестью трансформаторами была разделена на три отдельные ТП, на каждой из которых находится по два силовых трансформатора.

Кроме того, установлено, что в исходной схеме ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» применяются два кабельных радиальных ввода от источника питания (заводской понизительной подстанции 35/10 кВ).

Для данной цели в схеме применяются кабели марки ААБ-10 (3×150). Они были введены в эксплуатацию в 1976 году и на сегодняшний день устарели и износились. Таким образом, они требуют замены. Также требуют замены все кабельные линии, отходящие к потребителям, которые все выполнены кабелями марки ААБ-10 (3×50).

В работе предлагается использовать в сети 10 кВ современный тип изолированных проводников с алюминиевыми жилами с «изоляцией из сшитого полиэтилена и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов, пониженной горючести» [4] марки АПвБПнг(А)-НГ (рисунок 4).



Рисунок 4 – Кабель марки АПвБПнг(А)-НГ

Кабель марки АПвБПнг(А)-НГ обладает особым преимуществом благодаря своей «галоген-фри» конструкции, которая при сгорании не выделяет галогенов и дыма.

Это делает его идеальным выбором для использования в местах с высокими требованиями к безопасности, таких как школы, больницы, аэропорты и другие публичные здания, где безопасность людей является приоритетом.

Таким образом, данный кабель также идеально подходит для использования на ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» с учётом реконструкции.

Необходимо провести выбор сечений указанных новых кабелей для применения в питающей и распределительной сети ТП-15366 АО на предприятии.

«По экономической плотности тока» [12]:

$$F_э = \frac{I_{р.}}{j_э}, \quad (30)$$

где « $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [12].

«Проверка выбранного сечения кабеля в нормальном режиме» [10]:

$$I_{доп} \geq I_{р.}, \quad (31)$$

где « $I_{доп}$ – предельно – допустимое значение тока проводника, А» [10].

«Проверка кабеля в послеаварийном режиме работы» [10]:

$$I_{доп} \geq I_{р.макс}, \quad (32)$$

где « $I_{р.макс}$ – максимальный ток, А» [10].

«Проверка кабеля по климатическим и механическим условиям (минимальное допустимое сечение проводника)» [10]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, мм^2. \quad (33)$$

Проводится практический выбор сечения кабеля питающей линии 10 кВ (от шин 10 кВ ГПП-35/10 кВ завода до шин РП-10 кВ, питающего ТП1-ТП3 после реконструкции):

$$F_9 = \frac{46,7}{1,4} = 33,4 мм^2.$$

Таким образом, для данной силовой питающей кабельной линии напряжением 10 кВ (далее – КЛ-10 кВ) предварительно принят силовой кабель марки АПвБПнг(А)-HF 3×35/16 [4]. Условия проверки сечения провода новой питающей КЛ-10 кВ по условиям (29) – (31) соблюдены:

$$112 А \geq 46,7 А.$$

$$112 А \geq 93,4 А.$$

$$25 мм^2 = 25 мм^2.$$

Сечение проводов остальных линий распределительной сети 10 кВ завода выбраны аналогично и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты выбора сечения кабельных линий 10 кВ

Линия	$I_{p.}, А$	$I_{p.max}, А$	Марка кабеля	$I_{доп.}, А$
Питающая сеть 10 кВ				
Питающая КЛ-10 кВ (ГПП-РП-10) – ввод 1	46,7	93,4	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
Питающая КЛ-10 кВ (ГПП-РП-10) – ввод 2	46,7	93,4	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
Распределительная сеть 10 кВ				
РП-10 – ТП-1	15,6	31,2	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
РП-10 – ТП-2	18,7	37,4	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
РП-10 – ТП-3	12,5	25,0	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112

Полученные результаты выбора и проверки линий питающей и распределительной сети 10 кВ реконструируемой подстанции 10/0,4 кВ показаны в графической части работы.

Ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций ТП1-ТП3 выполнена из прямоугольных шин сечением (40×4) мм², закреплённых на изоляторах плашмя. Проводится проверка данной ошиновки.

Для данных условий [9]:

$$\begin{aligned} I_{\text{доп.табл.}} &= 480 \text{ А,} \\ I_{\text{доп}} &= I_{\text{доп.табл.}} \cdot 0,95, \text{ А,} \\ I_{\text{доп}} &= 480 \cdot 0,95 = 456 \text{ А.} \end{aligned} \quad (34)$$

Температура нагрева шин до короткого замыкания будет [9]:

$$Q_n = Q_o + (Q_{\text{доп}} - Q_{o.\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (35)$$

где θ_o – температура окружающей среды, $\theta_o = 20$ °C;

$\theta_{\text{доп}}$ – длительно допустимая температура шин, $\theta_{\text{доп}} = 70$ °C;

$\theta_{o.\text{ном}}$ – номинальная температура окружающей среды, $\theta_{o.\text{ном}} = 25$ °C.

$$Q_n = 20 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{140}{456} \right)^2 = 24,2 \text{ °C.}$$

Выбранное сечение шин удовлетворяет условию допустимой температуры нагрева.

Проверяется выбранные шины по условию нагрева токами короткого замыкания.

Для выполнения условия термической стойкости необходимо, чтобы проходящий по шинам ток КЗ не вызывал повышения температуры шин сверх допустимой величины [9]:

$$A_{\theta c} = A_{\theta n} \cdot \frac{B_k}{S^2}, \quad (36)$$

где $A_{\theta k}$ – удельный тепловой импульс тока до момента КЗ, определяются по кривым нагрева для алюминия [17];
 B_k - тепловой импульс КЗ, величина которого пропорциональна количеству тепловой энергии, выделенной током КЗ;
 S – сечение шин, $мм^2$.

$$B_k = 8,49 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$A_{\theta n} = 0,2 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^2 \text{ [17] при } \theta_n = 24,2 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$A_{\theta c} = 0,2 \cdot 10^4 \cdot \frac{8,49 \cdot 10^6}{160^2} = 0,233 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^2.$$

Для $A_{\theta k}$ [9]:

$$\theta_k: \theta_k = 35 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\theta_k \leq \theta_{k, \text{доп}},$$

$$35 \text{ }^\circ\text{C} < 200 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Условие выполняется. Выбранные шины термически устойчивы.

2.6 Выбор электрических аппаратов

Проводится выбор и проверка аппаратов для установки их на стороне 10 кВ ТП-15366 после проведения её реконструкции.

Ранее в работе было установлено, что в схеме РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ применяются устаревшие и неэффективные ячейки марки КСО-366, в которых установлены устаревшие и изношенные аппараты, требующие замены.

К ним относятся:

- выключатели ВМГ-10/630-20 – 9 единиц (включая секционный выключатель);
- трансформаторы тока ТПЛ-10 – 18 единиц (9 присоединений по 2 ТТ в каждом – схема «неполной звезды» на отходящих присоединениях, схема «полной звезды» - на вводных присоединениях);
- разъединители РЛНД-10/630 – 10 единиц (включая секционный разъединитель);
- трансформаторы напряжения НТМК-10 – 2 единицы.

Таким образом, установлено, что практически всё оборудование ячеек и сами ячейки РУ-10 кВ ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» требует полной замены в связи с износом, не подлежащим восстановлению и частичной модернизации.

Для применения на всех ТП-10/0,4 кВ, полученных в результате разделения исходной ТП-15366, ранее выбраны к применению блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ) производства ГПО «БЕЛЭНЕРГО» ОАО «БЕЛСЕЛЬЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ».

Для применения в данных БКТПБ-10/0,4 кВ, в качестве РУ-10 кВ, предлагается современные применить ячейки типа КСО-307, в которых устанавливаются выключатели нагрузки и предохранители [5].

Выбранные ячейки типа КСО-307 для применения на ТП1-ТП3 после реконструкции ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», показаны на рисунке 5.



Рисунок 5 – Ячейка типа КСО-307 для применения на ТП1-ТП3 после реконструкции ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты»

Применение ячеек типа КСО-307 в распределительных устройствах РУ-10 на трансформаторных подстанциях ТП-10/0,4 кВ представляет собой решение, направленное на повышение эффективности и безопасности электроснабжения.

Ячейки КСО-307, оснащенные выключателями нагрузки и предохранителями, обладают рядом важных преимуществ, в том числе улучшенной надежностью и функциональностью.

Одним из ключевых аспектов является способность этих ячеек обеспечивать высокую степень защиты электрических сетей. Выключатели нагрузки в ячейках КСО-307 позволяют оперативно разъединять электрическую цепь, что критически важно для предотвращения аварийных ситуаций и минимизации рисков, связанных с перегрузками и короткими замыканиями.

Предохранители, в свою очередь, дополнительно защищают цепь, отключая питание в случае превышения допустимых параметров тока, тем самым предотвращая повреждение оборудования и инфраструктуры.

Применение ячеек КСО-307 также способствует увеличению эксплуатационной надежности подстанций.

Конструкция этих ячеек разработана для длительного срока службы и минимального обслуживания, что обеспечивается за счет использования высококачественных материалов и надежных компонентов.

Кроме того, ячейки типа КСО-307 обладают высокой функциональностью благодаря возможности их быстрой и легкой интеграции в различные конфигурации систем электроснабжения. Они могут быть легко адаптированы для работы в разнообразных условиях и настроены для соответствия специфическим требованиям конкретной подстанции.

Таким образом, использование ячеек КСО-307 в качестве составной части распределительных устройств РУ-10 на ТП1-ТП3 после реконструкции ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», представляет собой оптимальное решение для обеспечения высокой степени защиты, надежности и долговечности систем электроснабжения, что является важным фактором для обеспечения бесперебойного функционирования критически важных объектов инфраструктуры.

Для применения на РП-10 КВ, питающем все три ТП-10/0,4 кВ, выбираются ячейки КРУ-МЭТЗ-10-14 производства МЭТЗ им. В. И. Козлова [7].

Выбранные ячейки типа КРУ-МЭТЗ-10-14 для применения на РП-10 кВ, питающем все три ТП-10/0,4 кВ, после реконструкции ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», показаны на рисунке 6.



Рисунок 6 – Ячейка типа КРУ-МЭТЗ-10-14 для применения на РП-10 кВ, питающем ТП-10/0,4 кВ, после реконструкции ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты»

Ячейка типа КРУ-МЭТЗ-10-14, предназначенная для использования на РП-10 кВ, который питает ТП-10/0,4 кВ, является высокотехнологичным решением в области управления и распределения электроэнергии.

Этот тип ячеек сочетает в себе передовые технологические достижения, обеспечивая надежное и безопасное функционирование электроснабжения.

Преимущества ячейки КРУ-МЭТЗ-10-14 заключаются в ее способности обеспечить высокую степень защиты и оперативного управления электрическими сетями. Конструкция ячейки разработана таким образом, что

позволяет с легкостью проводить мониторинг и управление нагрузками, что критически важно для предотвращения аварийных ситуаций и минимизации последствий непредвиденных отключений.

Эта модель ячейки оснащена системами защиты, которые способны быстро реагировать на перегрузки и короткие замыкания, автоматически отключая поврежденные участки сети, что обеспечивает защиту как для оборудования, так и для персонала подстанции. Кроме того, наличие современных систем контроля и диагностики в КРУ-МЭТЗ-10-14 позволяет оперативно выявлять и устранять неполадки, что способствует увеличению срока службы оборудования и снижению затрат на его обслуживание.

Также следует отметить, что ячейка КРУ-МЭТЗ-10-14 спроектирована с учетом современных требований энергоэффективности и экологической безопасности. Это делает ее привлекательным выбором для предприятий, стремящихся к минимизации воздействия на окружающую среду и соблюдению строгих экологических стандартов.

В целом, применение ячеек КРУ-МЭТЗ-10-14 на РП-10 кВ обеспечивает эффективное, надежное и безопасное распределение электроэнергии, что является ключевым аспектом для стабильной работы предприятия.

После выбора ячеек в РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ и на питающем РП-10 кВ, проводится выбор и проверка новых электрических аппаратов для установки в них.

Выбор ЭА по номинальному напряжению и току [6]:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, кВ, \quad (37)$$

где « $U_{ном.а}$ – номинальное значение напряжения ЭА, кВ;

$U_{ном.с}$ – номинальное значение напряжения, кВ» [6].

$$I_{ном.а} \geq I_p, А, \quad (38)$$

где « $I_{ном.а}$ – номинальный ток ЭА;

I_p – расчётный ток сети» [6].

«Проверка ЭА на коммутационную отключающую способность» [6]:

$$I_{откл} \geq I_K, \text{кА.} \quad (39)$$

«Проверка на термическую и электродинамическую стойкость» [6]:

$$i_{дин} \geq i_y, \text{А.} \quad (40)$$

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, \text{А}^2 \cdot \text{с.} \quad (41)$$

Результаты выбора выключателей нагрузки для установки на вводе ТП1-ТП3 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ на вводе ТП1-ТП3

Номер ТП	Паспортные данные ВМП-М1-10/630-20	Условия выбора	Расчётные данные сети
ТП1	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.}$	$I_{расч.макс} = 31,2 \text{ А}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$i_{пр.с} = 41 \text{ кА}$	$i_{пр.с} \geq i_{уд.}$	$i_{уд.} = 9,2 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T = 10 \cdot 3 = 30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = 6,5^2 \cdot (0,001 + 0,2) = 8,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТП2	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.}$	$I_{расч.макс} = 37,4 \text{ А}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$i_{пр.с} = 41 \text{ кА}$	$i_{пр.с} \geq i_{уд.}$	$i_{уд.} = 9,2 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T = 10 \cdot 3 = 30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = 6,5^2 \cdot (0,001 + 0,2) = 8,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТП3	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.}$	$I_{расч.макс} = 25,0 \text{ А}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$i_{пр.с} = 41 \text{ кА}$	$i_{пр.с} \geq i_{уд.}$	$i_{уд.} = 9,2 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T = 10 \cdot 3 = 30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = 6,5^2 \cdot (0,001 + 0,2) = 8,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для защиты кабельных линий, питающих трансформаторные подстанции, в ячейках РП-10 кВ принимаются к установке высоковольтные вакуумные выключатели ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000» [14].

Аналогично выбираются и проверяются секционный и линейные выключатели на РП-10 кВ.

Выбор и проверка вводного выбранного выключателя по условиям работы при трёхфазном КЗ сведена в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка высоковольтного выключателя 10 кВ ввода

Паспортные данные выключателя ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000 (вакуумный)	Условия выбора	Расчётные данные сети
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_n \geq I_{расч.маx}$	$I_{расч.маx} = 93,4 \text{ А}$
$I_{дин.} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) =$ $= 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном.} = 60 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$

Результаты выбора секционного выключателя питающего РП-10 кВ сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор и проверка секционного высоковольтного выключателя 10 кВ ввода

Паспортные данные выключателя ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000 (вакуумный)	Условия выбора	Расчётные данные сети
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_n \geq I_{расч.маx}$	$I_{расч.маx} = 82,5 \text{ А}$
$I_{дин.} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) =$ $= 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном.} = 60 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$

Результаты выбора линейных выключателей высокого напряжения для установки в ячейках РП-10 кВ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения РП-10 кВ

Линия	Паспортные данные выключателя ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000 (вакуумный)	Условия выбора	Расчётные данные сети
РП-10 кВ – ТП1	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.мах}$	$I_{расч.мах} = 31,2 \text{ А}$
	$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) = 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$I_{откл.ном.} = 60 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$
РП-10 кВ – ТП2	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.мах}$	$I_{расч.мах} = 37,4 \text{ А}$
	$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) = 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$I_{откл.ном.} = 60 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$
РП-10 кВ – ТП3	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.мах}$	$I_{расч.мах} = 25,0 \text{ А}$
	$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) = 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$I_{откл.ном.} = 60 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$

Выбор ограничителей перенапряжений представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения

Паспортные данные ОПН-П-10/12,7/10/1,1	Условия выбора	Расчётные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{расч.мах}$	$I_{расч.мах} = 93,4 \text{ А}$
$I_{дин} = 10 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{пр.с} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) = 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения. Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока для установки в ячейках РП-10 кВ завода представлены в таблице 8 [7].

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки трансформаторов тока РП-10 кВ

Тип ТН	Схема ТТ	Мощность на один ТТ, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ТОЛ-СЭЩ-10-21	«Неполная звезда»	30	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Выбор трансформаторов напряжения представлены в таблице 9 [7].

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения РП-10 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
НАМИ-СЭЩ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

Всё выбранное оборудование подходит для установки в ячейках РП-10 кВ и РУ-10 кВ ТП1-ТП3, полученных после реконструкции ТП-15366.

Выводы по разделу.

Рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», а также значения тока нормального и максимального режима всех присоединений и подстанции в целом. Как было установлено ранее, исходная схема данной подстанции в результате реконструкции была разделена на три двухтрансформаторных подстанции (ТП1-ТП3). С учётом этого, проверены на перегрузочную способность все шесть трансформаторов, установленных на ТП1-ТП3, полученных в результате разделения исходной подстанции. Установлено, что на ТП1 и ТП2 допустимо использовать два трансформатора марки ТМ-1000/10, а на ТП3 – два трансформатора марки ТМ-400/10. Определено, что фактическая загрузка силовых трансформаторов на всех ТП находится в допустимых пределах. Следовательно, они не нуждаются в замене. Такой результат показывает равномерное распределение плотности нагрузки на

объекте, тем самым обуславливая хорошие показатели надёжности и экономичности.

В работе для новых разделённых ТП1-ТП3 выбраны блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ) производства ГПО «БЕЛЭНЕРГО» ОАО «БЕЛСЕЛЬЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ».

Рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ объекта исследования.

Для питающей силовой кабельной линии напряжением 10 кВ выбран и проверен новый силовой кабель марки АПвБПнг(А)-НФ 3×35/16, а для питания распределительной сети 10 кВ также приняты кабели марки АПвБПнг(А)-НФ 3×35/16.

Проверена ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций ТП1-ТП3, которая выполнена из прямоугольных шин сечением (40×4) мм², закреплённых на изоляторах плашмя.

Для применения на БКТПБ-10/0,4 кВ, в качестве РУ-10 кВ, выбраны современные применить ячейки типа КСО-307, в которых устанавливаются выключатели нагрузки и предохранители. Для применения на РП-10 кВ, питающем все три ТП-10/0,4 кВ, выбраны ячейки КРУ-МЭТЗ-10-14 производства МЭТЗ им. В. И. Козлова. Выбраны и проверены новые аппараты для установки в ячейках РУ-10 В ТП1-ТП3 и в ячейках РП-10 кВ:

- выключатели нагрузки ВНП-М1-10/630-20 с предохранителями ПК-10;
- вакуумные выключатели ВВ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000;
- ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1;
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-21;
- трансформаторы напряжения НАМИ-СЭЩ-10.

Всё выбранное оборудование подходит для установки в ячейках РП-10 кВ и РУ-10 кВ ТП1-ТП3, полученных после реконструкции ТП-15366.

3 Релейная защита, молниезащита и заземление

3.1 Релейная защита

В работе проводится выбор устройств и расчёт некоторых основных уставок релейной защиты (РЗ) ТП-15366 после её реконструкции. То есть, согласно новой схеме, необходимо выбрать устройства и параметры РЗ, которая защищает питающую линию РП-10 кВ – новые ТП-10/0,4 кВ (ТП1-ТП3).

Такая защита выполняется с использованием микропроцессорных блоков защит «Сириус-2-Л», показанного на рисунке 7 [17].



Рисунок 7 – Микропроцессорный блок защиты «Сириус-2-Л»

Микропроцессорные блоки защиты «Сириус-2-Л» представляют собой продвинутое решение в области систем защиты электроэнергетических установок. Эти устройства интегрируют последние достижения в микропроцессорной технологии, что позволяет им обеспечивать высокую

точность и скорость реакции при обнаружении и предотвращении различных видов электрических неисправностей.

Основное преимущество «Сириус-2-Л» заключается в их способности к комплексной защите. Благодаря многофункциональности, эти устройства способны одновременно выполнять несколько функций защиты, включая защиту от перегрузок, коротких замыканий, асимметрии фаз и других потенциально опасных состояний в сети. Это универсальное применение делает их идеальным выбором для различных типов электроустановок, в том числе для комплексных промышленных объектов.

«Сириус-2-Л» также выделяется своей настройкой гибкости. Микропроцессорное исполнение позволяет пользователю настраивать параметры защиты с высокой степенью точности, что обеспечивает не только защиту, но и оптимальную работу электрической системы, адаптированную под конкретные эксплуатационные условия. Дополнительно, интеграция с современными коммуникационными интерфейсами облегчает интеграцию устройств в общие системы управления энергетическими объектами, предоставляя возможности для дистанционного мониторинга и управления.

Безопасность эксплуатации является еще одним значимым преимуществом, так как «Сириус-2-Л» спроектированы с учетом самых строгих требований к электробезопасности. Применение современных компонентов и технологий минимизирует риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с функционированием электрооборудования, и увеличивает общую надежность энергосистемы.

Таким образом, микропроцессорные блоки защиты «Сириус-2-Л» обеспечивают эффективное, безопасное и экономичное решение для защиты электроустановок, удовлетворяя современные требования к операционной надежности и интеграции с управляющими системами.

Известно, что микропроцессорные блоки защит «Сириус-2-Л» имеют ряд преимуществ, таких как высокая точность и быстрота действия, большой функционал и гибкость настройки, возможность интеграции с другими

системами автоматизации, удобство в обслуживании и диагностике, а также повышенная надежность и долговечность.

Известно, что для линий в сети 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [1].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени.

«Первая ступень ТО (токовая отсечка). Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ.

Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ» [1]:

$$I_{ТО} = K_H \cdot I_{КЗ\max}^{(3)} A, \quad (42)$$

где « K_H – коэффициент надежности» [1].

«Ток срабатывания отсечки» [1]:

$$I_{ТО} = 1,2 \cdot 9,5 = 11,4 \text{ кА.}$$

«Вторая ступень (МТЗ). Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [1].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки» [1]:

$$I_{cз} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, A, \quad (43)$$

где « K_n – коэффициент надёжности защиты,

$K_{зан}$ – коэффициент запаса,

$K_{возв}$ – коэффициент возврата,

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток» [1].

«Тогда для питающей линии 10 кВ ввода ТП1» [1]:

$$I_{cз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 31,2 = 104 A.$$

«Определяется коэффициент чувствительности защиты ТП1» [1]:

$$K_q = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{cз}}. \quad (44)$$

«Тогда для ТП1» [1]:

$$K_q = \frac{9500}{104} = 91,3.$$

«Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточняется в процессе эксплуатации.

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Производится расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле» [1]:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot I_{\Sigma}}{10}, A, \quad (45)$$

где « $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети;

l_{Σ} - суммарная длина линии 10 кВ» [1].

$$I_{ЗНЗ} = \frac{10 \cdot 2,84}{10} = 2,84 \text{ А.}$$

Ток ЗНЗ равен 2,84 А.

Расчитанные уставки РЗиА принимаются в работе за основу.

Схема релейной защиты питающей кабельной линии 10 кВ ТП1, полученной после реконструкции ТП-15366, представлена в графической части работы.

3.2 Молниезащита ТП

Каждая из новых ТП1-ТП3, полученных в результате реконструкции исходной ТП-15366, имеет молниезащиту, состоящую из ОПН-10 кВ (выбраны в работе ранее), а также одного вертикального молниеотвода длиной 10,1 м, который располагается на крыше данных ТП и предусмотрен заводом-изготовителем.

Проводится проверка молниезащиты ТП.

Зона защиты ТП на уровне крыши определяется [19]:

$$I_o = 1,5 \cdot H_{\min}, \quad (46)$$

$$I_o = 1,5 \cdot 10,1 = 15,2 \text{ м,}$$

$$I_{\text{cx1}} = I_o \left(1 - \frac{4}{h} \right), \quad (47)$$

где h – полная зона защиты, м.

$$I_{\text{cx1}} = 15,2 \left(1 - \frac{4}{7} \right) = 6,5 \text{ м.}$$

Поэтому увеличивается длина молниеотвода до 16 м.

При увеличении длины молниеотвода получается:

$$I_o = 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ м},$$

Наименьшая высота молниеотвода [19]:

$$H_{\min} = 0,89 \cdot h_c + 0,124 \cdot L, \quad (48)$$

$$H_{\min} = 0,89 \cdot 16 + 0,124 \cdot 24 = 14,72 \text{ м},$$

$$I_{\text{cx1}} = 24 \left(1 - \frac{4}{14,72} \right) = 17,5 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты [19]:

$$r_{xc} = 1,7 \cdot H_m, \quad (49)$$

где H_m – высота молниеотвода, м.

$$r_{xc} = 1,7 \cdot 16 = 27,2 \text{ м}.$$

Молниеприёмник можно выполнить из стали с шириной балки – 30 мм, толщиной 6 мм и длиной – 0,8 м, нижний конец которой на длине 350 мм укрепить на опоре (портале) и установить вблизи ТП.

3.3 Заземление ТП

Проводится расчёт заземления на примере ТП1.

Расчёт ведётся по методике [15].

С целью обеспечения безопасности людей по условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от грозовых и других

перенапряжений в электроустановках должны быть сооружены заземления и заземлены корпуса электрооборудования.

На стороне 10 кВ в соответствии требуется сопротивление заземляющего устройства не более 10 Ом.

Расчёт сопротивления заземляющего устройства осуществляется по нахождению напряжения прикосновения.

Длительность воздействия тока КЗ [15]:

$$\tau = t_{pz} + t_{откл}, \quad (50)$$
$$\tau = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

Наибольшее допустимое значение напряжения прикосновения [15]:

$$U_{пр} = 420 \text{ В.}$$

Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных электродов коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (51)$$

где ρ_1 и ρ_2 - удельное сопротивление верхнего и нижнего слоя грунта, Ом·м [15].

В качестве верхнего и нижнего слоя принимается суглинок, значит:

$$\rho_1 = k_{CF} \cdot \rho_{суглин}, \quad (52)$$

$$\rho_2 = k_{CB} \cdot \rho_{суглин}, \quad (53)$$

где k_C - повышающий коэффициент, учитывающий высыхание и

промерзания грунта [15].

$$\rho_1 = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_2 = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 400 / 150 = 2,67.$$

Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека [15]:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_g}, \quad (54)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625.$$

С учётом всех известных значений:

$$K_n = \frac{0,67 \cdot 0,625}{\left(\frac{5 \cdot 556}{5 \cdot \sqrt{30 \cdot 40}}\right)^{0,45}} = 0,108.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{нрдон}}{K_n}, \quad (55)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,108} = 3888,89 \text{ В} \approx 3,9 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{здон} = \frac{3888,9}{0,649 \cdot 10^3} = 5,992 \text{ Ом}.$$

Определяется число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (56)$$

$$m = \frac{556}{2\sqrt{30 \cdot 40}} - 1 = 7,025 \longrightarrow m = 7.$$

Длина полос расчётной модели:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (57)$$

$$L_2' = 2\sqrt{30 \cdot 40} \cdot (7+1) = 554,26 \text{ м.}$$

Число вертикальных электродов по периметру контура:

$$n_e = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_e}, \quad (58)$$

$$n_e = \frac{\sqrt{30 \cdot 40} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 27,72.$$

Принимается равным 28 вертикальных электродов.

Общая длина вертикальных электродов:

$$L_e = l_e \cdot n \quad (59)$$

$$L_e = 5 \cdot 28 = 140$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{30 \cdot 40}} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}, \quad (60)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,16 = 0,3096 \text{ м},$$

$$R = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (61)$$

$$R = \frac{0,3096 \cdot 168}{\sqrt{30 \cdot 40}} + \frac{168}{556 + 140} = 0,768 \text{ Ом} \leq R_{\text{зодон}} = 0,992 \text{ Ом},$$

$$U_{np} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (62)$$

$$U_{np} = 0,108 \cdot 0,649 \cdot 0,768 \cdot 10^3 = 53,831 < 420 \text{ В}.$$

Условие выполняется. Окончательно принимается 28 электродов в контуре заземления ТП.

Выводы по разделу.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе микропроцессорных блоков защит «Сириус-2-Л». Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации. Рассчитаны уставки основных токовых защит питающей кабельной линии 10 кВ ТП1. Установлено, что каждая из новых ТП1-ТП3, полученных в результате реконструкции исходной ТП-15366, имеет молниезащиту, состоящую из ОПН-10 кВ (выбраны в работе ранее), а также одного вертикального молниеотвода длиной 10,1 м, который располагается на крыше данных ТП и предусмотрен заводом-изготовителем. Определено, что высота данного стандартного молниеотвода не удовлетворяет требованиям по молниезащите объекта, следовательно, его необходимо заменить молниеотводом, имеющим длину 15,2 м. Рассчитан контур заземления ТП, в котором, согласно расчётам и проверкам, принято 28 вертикальных электродов.

Все принятые решения подтверждены соответствующими техническими расчётами.

Заключение

В представленной работе выполнена частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

Рассмотрена исходная схема электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва.

В результате проведения анализа схемы и состояния основного оборудования ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» в г. Москва, установлено следующее:

- объект исследования является понизительной трансформаторной подстанцией, которая была введена в эксплуатацию на предприятии в 1976 году;
- классы напряжений на данной подстанции – 10 кВ (ВН) и 0,4 кВ (НН);
- ТП-15366 состоит из трёх основных составляющих: двух распределительных устройств (10 кВ и 0,4 кВ), а также силовых трансформаторов;
- на данной подстанции находится шесть силовых трансформаторов, из них четыре трансформатора – марки ТМ-1000/10 (мощностью 1000 кВА – Т1-Т4), а два трансформатора – марки ТМ-400/10 (мощностью 400 кВА – Т5-Т6);
- три трансформатора (Т1, Т3, Т5) питаются от первой секции сборных шин 10 кВ РУ-10 кВ ТП, а вторые три – от второй секции шин этой же ТП;
- схема 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин» представляет собой надежное и экономичное решение, предлагающее значительные операционные и

экономические преимущества для применения на понизительных подстанциях (в частности, на рассматриваемой в работе ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты»), поэтому в реконструкции не нуждается;

- полностью отсутствует автоматика на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ подстанции.

Кроме того, в результате анализа состояния основного оборудования подстанции, установлено, что в исходной схеме ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты» применяются два кабельных радиальных ввода от источника питания (заводской понизительной подстанции 35/10 кВ). Для данной цели в схеме применяются кабели марки ААБ-10 (3×150). Они были введены в эксплуатацию в 1976 году и на сегодняшний день устарели и изношены. Таким образом, они требуют замены. Также требуют замены все кабельные линии, отходящие к потребителям, которые все выполнены кабелями марки ААБ-10 (3×50).

Также определено, что в схеме РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ применяются устаревшие и неэффективные ячейки марки КСО-366, в которых установлены устаревшие и изношенные аппараты, требующие замены.

К ним относятся:

- выключатели ВМГ-10/630-20 – 9 единиц (включая секционный выключатель);
- трансформаторы тока ТПЛ-10 – 18 единиц (9 присоединений по 2 ТТ в каждом – схема «неполной звезды» на отходящих присоединениях, схема «полной звезды» - на вводных присоединениях);
- разъединители РЛНД-10/630 – 10 единиц (включая секционный разъединитель);
- трансформаторы напряжения НТМК-10 – 2 единицы.

Таким образом, установлено, что практически всё оборудование ячеек и сами ячейки РУ-10 кВ ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и

лифты» требует полной замены в связи с износом, не подлежащим восстановлению и частичной модернизации.

С учётом детально приведённой характеристики схемы, состояния оборудования, в работе предлагаются мероприятия, описанные ниже.

Во-первых, предлагается разделить одну громоздкую шеститрансформаторную ТП-10/0,4 кВ на три двухтрансформаторные ТП. Такое разделение обусловлено следующими факторами:

- на одной подстанции не рекомендуется устанавливать более двух силовых трансформаторов;
- при трёх двухтрансформаторных ТП-10/0,4 кВ с резервированием схема будет более стабильной, гибкой и надёжной, так как будет обеспечено качественное резервирование на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ.

Кроме того, предлагается также с РУ-10 кВ исходной ТП сделать распределительный пункт 10 кВ (РП-10 кВ), который будет служить для питания трёх двухтрансформаторных подстанций. При этом схему менять не требуется, достаточно будет заменить кабели, аппараты и ячейки 10 кВ.

Во-вторых, в РУ-10 кВ подстанции планируется ввести в работу устройство АВР, которое устанавливается на секционном выключателе и будет его автоматически включать при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин 10 кВ. Таким образом, в системе будет обеспечено резервирование, необходимое для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности. Также в РУ-0,4 кВ отсутствует резервирование, что недопустимо для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности, поэтому в работе предлагается решить данную проблему путём установки секционных автоматов на секции сборных шин ТП-10/0,4 кВ.

В-третьих, предлагается параллельно с реконструкцией подстанции, провести её модернизацию, заменив на новые модификации следующие марки и типы оборудования:

- всё силовое оборудование РУ-10 кВ, включая аппараты и ячейки, в которых они устанавливаются;

– все кабельные линии 10 кВ (вводные и отходящие).

Рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ТП-15366 АО «Московское электрооборудование и лифты», а также значения тока нормального и максимального режима всех присоединений и подстанции в целом. Как было установлено ранее, исходная схема данной подстанции в результате реконструкции была разделена на три двухтрансформаторных подстанции (ТП1-ТП3). С учётом этого, проверены на перегрузочную способность все шесть трансформаторов, установленных на ТП1-ТП3, полученных в результате деления исходной подстанции. Установлено, что на ТП1 и ТП2 допустимо использовать два трансформатора марки ТМ-1000/10, а на ТП3 – два трансформатора марки ТМ-400/10. Определено, что фактическая загрузка силовых трансформаторов на всех ТП находится в допустимых пределах. Следовательно, они не нуждаются в замене. Такой результат показывает равномерное распределение плотности нагрузки на объекте, тем самым обуславливая хорошие показатели надёжности и экономичности.

В работе для новых разделённых ТП1-ТП3 выбраны блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ) производства ГПО «БЕЛЭНЕРГО» ОАО «БЕЛСЕЛЬЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ».

Рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ объекта исследования.

Для питающей силовой кабельной линии напряжением 10 кВ выбран и проверен новый силовой кабель марки АПвБПнг(А)-НФ 3×35/16, а для питания распределительной сети 10 кВ также приняты кабели марки АПвБПнг(А)-НФ 3×35/16.

Проверена ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций ТП1-ТП3, которая выполнена из прямоугольных шин сечением (40×4) мм², закреплённых на изоляторах плашмя. Для применения на БКТПБ-10/0,4 кВ, в качестве РУ-10 кВ, выбраны современные применить ячейки типа КСО-307, в которых устанавливаются выключатели нагрузки и предохранители. Для

применения на РП-10 кВ, питающем все три ТП-10/0,4 кВ, выбраны ячейки КРУ-МЭТЗ-10-14 производства МЭТЗ им. В. И. Козлова. Выбраны и проверены новые аппараты для установки в ячейках РУ-10 В ТП1-ТП3 и в ячейках РП-10 кВ:

- выключатели нагрузки ВМП-М1-10/630-20 с предохранителями ПК-10;
- вакуумные выключатели ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000;
- ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1;
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-21;
- трансформаторы напряжения НАМИ-СЭЩ-10.

Всё выбранное оборудование подходит для установки в ячейках РП-10 кВ и РУ-10 кВ ТП1-ТП3, полученных после реконструкции ТП-15366.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе микропроцессорных блоков защит «Сириус-2-Л». Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации. Рассчитаны уставки основных токовых защит питающей кабельной линии 10 кВ ТП1. Установлено, что каждая из новых ТП1-ТП3, полученных в результате реконструкции исходной ТП-15366, имеет молниезащиту, состоящую из ОПН-10 кВ (выбраны в работе ранее), а также одного вертикального молниеотвода длиной 10,1 м, который располагается на крыше данных ТП и предусмотрен заводом-изготовителем. Определено, что высота данного стандартного молниеотвода не удовлетворяет требованиям по молниезащите объекта, следовательно, его необходимо заменить молниеотводом, имеющим длину 15,2 м. Рассчитан контур заземления ТП, в котором, согласно расчётам и проверкам, принято 28 вертикальных электродов. Таким образом, реконструированная система электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-15366 завода АО «Московское электрооборудование и лифты» характеризуется высокой надежностью, минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

Список используемой литературы

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке [Электронный ресурс]: URL: <https://www.energo.gomel.by/projects/komplektnye-transformatornye-podstantsii/blochnye-komplektnye-transformatornye-podstantsii-v-betonnoy-obolochke/> (дата обращения: 21.04.2024).
3. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 21.04.2024).
4. Кабель АПвБПнг(А)-HF [Электронный ресурс]: URL: [https://kps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvbpng\(a\)-hf-10kv/kabel-apvbpnga-hf-3x35-16.html](https://kps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvbpng(a)-hf-10kv/kabel-apvbpnga-hf-3x35-16.html) (дата обращения: 21.04.2024).
5. Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО 307 - АО «ЧЭАЗ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cheaz.ru/products/csw/kso-307.html> (дата обращения: 21.04.2024).
6. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: Кнорус, 2019. 236 с.
7. Комплектное распределительное устройство КРУ-МЭТЗ-10-14. [Электронный ресурс]: URL: <https://metz.by/ktp-vnutrennej-ustanovki-i-nku/komplektnoe-raspredelitelnoe-ustrojstvo-kru-metz-10-14/> (дата обращения: 21.04.2024).
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
9. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 21.04.2024).
14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.
16. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.
17. Сириус-2-Л. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza-6-35-kv/sirius-2-l-i-sirius-21-l.php> (дата обращения: 21.04.2024).
18. Трансформаторы ТМ. [Электронный ресурс]: URL: <https://transform74.ru/tr/transformatory-tm/> (дата обращения: 21.04.2024).
19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27. Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 21.04.2024).
20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.