

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 главной понизительной подстанции 35/6 кВ  
ОАО «Тюменский химико-фармацевтический завод»

Обучающийся

Е.А. Шубин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

доцент, к.п.н. М.Н. Третьякова

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает 52 страницы, 11 рисунков, 6 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: главная понизительная подстанция, подстанция, реконструкция, электрическая часть, оборудование, нагрузка, надежность, безопасность.

Актуальность темы: в настоящее время электрическая часть главной понизительной подстанции выработала свой эксплуатационный ресурс, оборудование критически устарело и не соответствует актуальным эксплуатационным требованиям. Поставка запасных частей и расходных материалов к устаревшему электрооборудованию все больше затрудняется с течением времени. Производственные процессы на предприятии часто вынужденно приостанавливаются ввиду перерывов электроснабжения цехов и других вспомогательных участков, нарушения питания электроэнергией связаны с внеплановыми и плановыми ремонтно-восстановительными работами на подстанции. Кроме того, общая электрическая нагрузка предприятия растет ввиду установки нового промышленного оборудования и, с учетом перспективных нагрузок, действующее электрооборудование уже не соответствует по требуемым техническим параметрам.

Цель работы: обеспечение нормальной работы ОАО «ТХФЗ» путем разработки предложений по реконструкции электрической части главной понизительной подстанции предприятия.

Обосновано проведение реконструкции электрической части подстанции, выбрано новое оборудование, проведена его проверка по рабочим и аварийным режимам. Рассчитано новое заземляющее устройство подстанции.

## Содержание

|   |    |
|---|----|
| Введение.....   | 4  |
| 1 Краткая характеристика подстанции и потребителей электроэнергии,<br>обоснование реконструкции ..... | 7  |
| 1.1 Краткая характеристика подстанции и потребителей электроэнергии... 7                              |    |
| 1.2 Анализ состояния электрической части подстанции .....   | 9  |
| 1.3 Обоснование проведения реконструкции.....   | 12 |
| 2 Проектирование реконструкции электрической части подстанции .....                                   | 14 |
| 2.1 Проверка достаточности мощности действующих силовых<br>трансформаторов.....                       | 14 |
| 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....   | 15 |
| 2.3 Определение токов короткого замыкания.....  | 17 |
| 2.4 Выбор и проверка нового электрооборудования.....  | 21 |
| 2.5 Расчет контура заземления.....  | 43 |
| Заключение .....  | 49 |
| Список используемых источников.....   | 51 |

## Введение

Электроснабжение заводов и других крупных промышленных предприятий имеет важное значение, так как эти объекты потребляют большое количество электрической энергии и требуют качественного и надежного электроснабжения для поддержания технологического процесса. Система электроснабжения (СЭС) предприятия состоит из устройств для передачи и распределения электроэнергии между потребителями, такими как электродвигатели, печи, осветительные приборы, сварочные аппараты и т.д. Основными источниками электрической энергии в питающей энергосистеме являются тепловые и гидроэлектростанции, где вырабатывается электроэнергия с помощью синхронных трёхфазных генераторов. При создании СЭС учитываются нагрузки, надёжность электроприёмников, типы тока, режимы работы, мощность и напряжение. Большинство электроприемников (ЭП) работают на переменном трёхфазном токе с частотой 50 Гц, но также используются преобразователи для питания приемников, работающих на постоянном токе. В целом, электроснабжение крупных предприятий требует тщательного планирования, анализа нагрузок и выбора оптимальных решений для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения, соответствующего потребностям технологического процесса и требованиям к безопасности и экономичности.

Главные понизительные подстанции (ГПП) являются наиболее важными элементами СЭС предприятий, так как от них централизованно осуществляется электроснабжение всех производственных участков и территории. Как правило, цеха и другие вспомогательные для основного технологического процесса здания, питаются от отдельных цеховых трансформаторных подстанций классов напряжений 110 (35)/10 (6) кВ, которые запитываются от ГПП по высоковольтным кабельным линиям (КЛ). Производственные участки с малой нагрузкой питаются по низковольтным КЛ от ближайших цеховых ТП, в этом случае на участке устанавливается вводное

распределительное устройство 0,4 кВ или 0,23 кВ. Однако, в целом все электроснабжение обеспечивается централизованно от ГПП, и в случае нарушения ее нормальной работы, возникает риск перерыва электроснабжения для большей части или всех производственных участков и промышленного оборудования. Очевидна важность и актуальность поддержания хорошего состояния электрической части ГПП и оборудования в ее составе. Реконструкцию электрической части ГПП необходимо проводить в обязательном порядке при существенном технологическом устаревании и износе электрооборудования (ЭО), а также при существенном росте нагрузок потребителей.

Замена устаревшего оборудования на подстанциях является важным процессом, который способствует повышению надёжности и эффективности работы электроэнергетической системы. Устаревшее оборудование, которое было установлено ещё во времена СССР, часто достигает своего предельного срока службы и уже не может справляться с современными нагрузками и требованиями потребителей. Реконструкция подстанций включает замену или модернизацию морально устаревшего оборудования. Это позволяет повысить технологические показатели эксплуатации, увеличить мощность трансформаторов и пропускную способность линий электропередачи. Также улучшается функциональность устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), что обеспечивает более точные измерения, сигнализацию и учёт энергоресурсов. Реконструкция предполагает замену устаревшего оборудования на новое, соответствующее современным требованиям и стандартам. Новое оборудование включает силовые трансформаторы с достаточной мощностью для обеспечения возросших потребностей потребителей, вакуумные или элегазовые выключатели, закрытые распределительные устройства с ячейками нового поколения и модернизированные устройства релейной защиты.

Актуальность темы: в настоящее время электрическая часть ГПП 35/6 кВ ОАО «Тюменский химико-фармацевтический завод» (ОАО «ТХФЗ»)

выработала свой эксплуатационный ресурс, оборудование критически устарело и не соответствует актуальным эксплуатационным требованиям. Поставка запасных частей и расходных материалов к устаревшему ЭО все больше затрудняется с течением времени. Производственные процессы на предприятии часто вынужденно приостанавливаются ввиду перерывов электроснабжения цехов и других вспомогательных участков, нарушения питания электроэнергией связаны с внеплановыми и плановыми ремонтно-восстановительными работами на ГПП. Часто нарушается нормальная работа масляных выключателей и другого устаревшего ЭО, действующая электромеханическая РЗА ложно срабатывает при нормальных режимах СЭС и не срабатывает при аварийных ситуациях, что приводит к порче дорогостоящего оборудования. Кроме того, общая электрическая нагрузка предприятия растет ввиду установки нового промышленного оборудования и, с учетом перспективных нагрузок, действующее ЭО уже не соответствует по требуемым техническим параметрам. Требуется реконструкция электрической части ГПП с установкой нового современного ЭО от отечественных производителей. Преимущества замены устаревшего оборудования на подстанциях очевидны. Это повышает надёжность систем, улучшает качество электроснабжения и снижает риск аварийных ситуаций, способствует экономии ресурсов и снижению операционных затрат.

Объект исследования: главная понизительная подстанция 35/6 кВ предприятия ОАО «Тюменский химико-фармацевтический завод».

Предмет исследования: выбор и проверка оборудования электрической части ГПП.

Цель работы: обеспечение нормальной работы ОАО «ТХФЗ» путем разработки предложений по реконструкции электрической части главной понизительной подстанции предприятия.

Практическая значимость работы заключается в обеспечении дальнейшей эффективной работы ГПП и предприятия в целом, после внедрения предлагаемых мероприятий.

# **1 Краткая характеристика подстанции и потребителей электроэнергии, обоснование реконструкции**

## **1.1 Краткая характеристика подстанции и потребителей электроэнергии**

ГПП предприятия ОАО «ТХФЗ» установлена непосредственно за территорией завода и выполняет функцию приема электроэнергии (ЭЭ) от питающей энергосистемы, понижения ее напряжения до класса 6 кВ и дальнейшего распределения по цеховыми трансформаторным подстанциям (ТП) 6/0,4 кВ.

Основные характеристики и функции ГПП:

- преобразует электричество переменного тока класса напряжения 35 кВ в класс 6 кВ с помощью двух установленным силовых трансформаторов;
- распределение электроэнергии – распределяет полученную от районной энергетической системы электроэнергию по подстанциям-потребителям;
- основное оборудование ГПП состоит из двухобмоточных силовых трансформаторов, которые обеспечивают преобразование уровня напряжения электроэнергии, высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд (ТСН);
- отличительной особенностью ГПП является её близость к мощным энергопотребителям предприятия, что обеспечивает эффективное и надёжное электроснабжение;
- играет роль источника питания для других электроподстанций и потребителей, обеспечивая бесперебойную работу и предотвращая аварии и остановки производственного процесса.

Для обеспечения надёжной работы ГПП необходимо регулярно проводить испытания трансформаторов и другого силового оборудования, а также согласовывать подключение дополнительной мощности при необходимости.

«ГПП состоит из нескольких компонентов:

- силовые трансформаторы, это основные элементы, которые преобразуют напряжение с 35 кВ до 6 кВ;
- распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), это система, которая обеспечивает распределение электроэнергии между силовыми трансформаторами и подключение к линии 35 кВ;
- распределительное устройство низкого напряжения (РУНН), это система, которая распределяет электроэнергию между потребителями и обеспечивает связь с другими ПС и линиями электропередачи (ЛЭП);
- устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), это системы, которые обеспечивают безопасность работы подстанции и предотвращают аварии;
- система учёта электроэнергии, это комплекс приборов, который позволяет контролировать потребление электроэнергии и вести учёт переданной мощности» [11].

Потребителями электроэнергии на предприятии являются, главным образом, автоматизированные производственные линии по выпуску фармацевтической продукции, а также мощные электроприводы насосов, вентиляции и компрессоров. Долю электрической нагрузки составляет электропотребление систем освещения производственных цехов и территории предприятия. Потребители ЭЭ относятся к первой, второй и третьей категориям надёжности электроснабжения. Проводится плановая замена производственного оборудования на более энергоёмкое, что вызывает стабильный рост нагрузок ГПП.



## 1.2 Анализ состояния электрической части подстанции

Действующая однолинейная схема ГПП приведена на листе 1 графической части.

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1990 году, то есть эксплуатируется уже длительное время, что вызвало сильный износ установленного действующего ЭО электрической части.

Отмечаемый износ силовых трансформаторов включает в себя различные факторы и признаки, которые влияют на работоспособность и срок службы:

- старение изоляции, процесс зависит от степени увлажнения и загрязнения изоляционных промежутков, загрязнение происходит из-за продуктов разложения трансформаторного масла, которые откладываются на поверхности изоляции и ухудшают её изоляционные характеристики;
- наличие дефектов качества масла – присутствие влаги в объёме масла, указывает на высокий риск повреждения трансформатора при дальнейшей эксплуатации; наличие инородных частиц размером от 5 до 1500 мкм в объёме масла может привести к снижению электрической прочности изоляции; отмечается потемнение масла и появление неприятного запаха (разложение масла);
- появление чёрного или бурого газа в газовом реле;
- локальные повышения температуры на элементах трансформатора;
- регулярные подтеки масла;
- повышены шум и вибрация при работе;
- наличие коррозии на металлических частях трансформатора, таких как корпус, крепления и соединения;
- внешние изоляционные материалы имеют трещины, сколы и другие повреждения,

На остальном ЭО также отмечаются явные признаки сильного износа.

«Определение ОР оборудования может потребоваться в различных ситуациях, например, для продления срока эксплуатации, оценки текущей стоимости оборудования или определения условий его эксплуатации. Остаточный ресурс (ОР) всего оборудования можно определить по выражению:

$$OP = \frac{T_n - T_\phi}{T_n} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где  $T_n$  – паспортный ресурс, лет;

$T_\phi$  – фактический ресурс, лет.

Для силовых трансформаторов:

$$OP = \frac{25 - (2024 - 1990)}{25} \cdot 100 = -36 \%$$

ОР отсутствует» [15].

Результаты расчетов ОР – в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов ОР

| Оборудование | Срок службы, лет |          | ОР, % |
|--------------|------------------|----------|-------|
|              | $T_n$            | $T_\phi$ |       |
| ТМН-6300/35  | 25               | 34       | -36   |
| МКП-35       | 25               | 34       | -36   |
| РНДЗ-35      | 25               | 14       | 44    |
| ТФМ-35       | 25               | 34       | -36   |
| ЗНОЛ-35      | 25               | 34       | -36   |

Продолжение таблицы 1

| Оборудование   | Срок службы, лет |    | ОР, % |
|----------------|------------------|----|-------|
|                | Тн               | Тф |       |
| РВС-35         | 30               | 34 | -13,3 |
| УРЗН-35        | 25               | 34 | -36   |
| ТМ-100/6       | 25               | 34 | -36   |
| ВМПЭ-10        | 25               | 34 | -36   |
| ВМП-10         | 25               | 34 | -36   |
| РВ-10          | 25               | 34 | -36   |
| ТПОЛ-10        | 25               | 34 | -36   |
| ТПЛ-10         | 25               | 34 | -36   |
| НТМИ-6         | 25               | 34 | -36   |
| ПКТ-101        | 25               | 34 | -36   |
| РВС-6          | 30               | 34 | -13,3 |
| Аппаратура РЗА | 20               | 34 | -70   |

Почти все действующее ЭО критически изношено, ОР для его большей части давно истек, и повышены риски аварийных ситуаций.

Также все марки ЭО технологически устарели. Например, одной из главных проблем масляных выключателей является их воздействие на окружающую среду. Масло, используемое в этих устройствах для изоляции и гашения дуги, может быть токсичным и представлять опасность при утечках. В случае аварийной ситуации, утечка масла может привести к загрязнению почвы и водоемов, что вызывает серьезные экологические последствия. Современные технологии предлагают альтернативные решения, такие как, например, элегазовые выключатели, которые используют экологически чистые газы, такие как SF<sub>6</sub>, и не имеют риска утечек. Масляные выключатели требуют регулярного обслуживания и контроля уровня масла, что увеличивает

эксплуатационные расходы и требует дополнительных ресурсов. Кроме того, они подвержены риску перегрева и менее надежны в целом. Современные выключатели, такие как вакуумные и элегазовые, обладают более высокой надежностью и требуют минимального обслуживания, что делает их более привлекательными для применения.

Таким образом, состояние действующей электрической части подстанции можно назвать неудовлетворительным, так как, в первую очередь, сильно повышены эксплуатационные риски и снижена надежность работы ГПП в целом.

### **1.3 Обоснование проведения реконструкции**

Актуальность реконструкции электрической части главной понизительной подстанции 35/6 кВ ОАО «Тюменский химико-фармацевтический завод» можно обосновать следующими причинами и значимыми факторами:

- сильный износ ЭО, приводящий к повышенным экономическим, трудовым и организационным затратам из-за увеличения объемов работ по обслуживанию и ремонту, денежные затраты на расходные материалы также значительно повышены;
- существенное технологическое устаревание оборудование, которое приводит к неудовлетворительным в настоящее время эксплуатационным характеристикам, затруднена покупка запасных частей и расходных материалов ввиду прекращения их серийного производства;
- общая электрическая нагрузка предприятия растет ввиду установки нового промышленного оборудования и, с учетом перспективных нагрузок, действующее ЭО уже не соответствует по требуемым техническим параметрам;

- производственные процессы на предприятии часто вынужденно приостанавливаются ввиду перерывов электроснабжения цехов и других вспомогательных участков, нарушения питания электроэнергией связаны с внеплановыми и плановыми ремонтно-восстановительными работами на ГПП;
- преимущества замены устаревшего оборудования на подстанции очевидны, это повысит надёжность электрической части, улучшит качество электроснабжения и снизит риск аварийных ситуаций, способствует экономии ресурсов и снижению операционных затрат.

Очевидна обоснованность проведения реконструкции электрической части ГПП.

#### Выводы.

ГПП предприятия выполняет функцию приема электроэнергии от питающей энергосистемы, понижения ее напряжения до класса 6 кВ и дальнейшего распределения по цеховыми трансформаторным подстанциям. Основное оборудование ГПП состоит из двухобмоточных силовых трансформаторов, которые обеспечивают преобразование уровня напряжения электроэнергии, высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, оборудования релейной защиты и автоматики. Подстанция была введена в эксплуатацию в 1990 году, то есть эксплуатируется уже длительное время, что вызвало сильный износ установленного действующего оборудования электрической части. Почти все действующее ЭО критически изношено, остаточный ресурс для его большей части давно истек, и повышены риски аварийных ситуаций. Состояние действующей электрической части подстанции можно назвать неудовлетворительным, так как, в первую очередь, сильно повышены эксплуатационные риски и снижена надежность работы ГПП в целом. Очевидна обоснованность проведения реконструкции электрической части ГПП.

## 2 Проектирование реконструкции электрической части подстанции

### 2.1 Проверка достаточности мощности действующих силовых трансформаторов

Проверка силовых трансформаторов по электрической мощности играет важную роль в обеспечении надёжной и безопасной работы электроэнергетической системы. Она включает в себя проведение различных испытаний и измерений, направленных на определение соответствия параметров трансформаторов реальным и перспективным нагрузкам. Необходимо собрать данные о текущих и прогнозируемых нагрузках на трансформаторы, это включает в себя максимальные и средние значения нагрузки, а также пиковые нагрузки в определенные периоды времени. Необходимо сравнить фактические значения нагрузки с номинальной мощностью трансформаторов, если нагрузка близка к или превышает номинальную мощность, это может указывать на необходимость замены или добавления дополнительных трансформаторов. Важно учитывать резерв мощности для обеспечения надежности и устойчивости электроснабжения, если ожидается увеличение нагрузки в будущем, необходимо провести анализ и, возможно, запланировать модернизацию или установку новых трансформаторов [8].

«Согласно требованиям ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей, на ПС устанавливается два силовых трансформатора, необходимая номинальная мощность:

$$S_t \geq K_{з.н.} \cdot S_{макс}, \quad (2)$$

где  $K_{з.н.}$  – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{макс}$  – максимальная нагрузка, кВА.

Полная нагрузка ПС:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{макс}}, Q_{\text{макс}}$  – максимумы нагрузок, кВт (квар).

Для рассматриваемой ПС:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{8710,4^2 + 4714,6^2} = 9904,5 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 6300 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 9904,5 = 6933 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы ТМН-6300/35 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности» [14].

## 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

При проведении реконструкции подстанций важно грамотно выбрать силовые трансформаторы, которые обеспечат надежное и эффективное электроснабжение потребителей. Перегрузка или нехватка мощности могут привести к снижению надежности и эффективности работы подстанции. Поэтому важно провести предварительный расчет и выбрать трансформаторы с учетом будущих изменений нагрузки с учетом ГОСТ 14209-85 [4]. «При выборе силовых трансформаторов необходимо учитывать категорию надёжности электроснабжения потребителей, перегрузочную способность трансформаторов и область эксплуатации ПС.

Номинальная мощность выбирается исходя из условия допустимой максимальной перегрузки не более 140 % в аварийном режиме ПС, при отключении одного силового трансформатора. Количество силовых трансформаторов выбирается в зависимости от требований к надёжности электроснабжения и возможных перегрузок. При необходимости использования двух трансформаторов их мощность должна быть идентичной. При выборе силового трансформатора необходимо учитывать все вышеперечисленные факторы, чтобы обеспечить надёжную и эффективную работу электрической части ПС» [2].

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка ПС:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{рез}}$  – резерв мощности, кВА.

$$S'_{\text{макс}} = 9904,5 + 4000 = 13904,5 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 13904,5 = 9733,1 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТДН-10000/35/6.

В аварийном режиме перегрузка составит:

$$K_n = \frac{S'_{\text{макс}}}{S_m}, \quad (5)$$

$$K_n = \frac{13904,5}{10000} = 1,39 = 139 \text{ \%}.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %» [19].

Трансформатор ТДН-10000/35/6 – это трёхфазный масляный силовой трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной



циркуляцией воздуха. Он предназначен для работы в электрических сетях и обеспечивает надёжное электроснабжение потребителей в течение всего срока эксплуатации. Трансформатор оснащён автоматическим управлением от автоматического контроллера, что обеспечивает автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой (РПН).

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТДН-10000

Замена силовых трансформаторов на новые и более мощные обеспечит подключение к электрической сети нового энергоемкого промышленного оборудования и его надежное питание электрической энергией.

### **2.3 Определение токов короткого замыкания**

Токи короткого замыкания (КЗ) – это высокие токи, которые возникают в электрических цепях при возникновении короткого замыкания. Они могут привести к серьезным повреждениям оборудования, поэтому их расчет и

анализ являются важными задачами в проектировании и эксплуатации электрических сетей.

Ток КЗ значительно выше номинального тока и зависят от:

- напряжения сети;
- сопротивления цепи;
- конфигурации сети (звезда, треугольник) ;
- типа короткого замыкания.

Последствия воздействия токов короткого замыкания:

- высокие токи могут привести к перегреву и повреждению изоляции, трансформаторов, кабелей и других компонентов;
- токи КЗ могут представлять опасность для персонала, работающего с электрическим оборудованием.

Расчет и анализ токов КЗ являются важными для обеспечения надежности и безопасности электрических систем. Правильный выбор оборудования и настройка защитных устройств помогут минимизировать последствия коротких замыканий, таким образом в данном случае расчет токов КЗ проводится для выбора и проверки нового ЭО подстанции.

«Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 2.

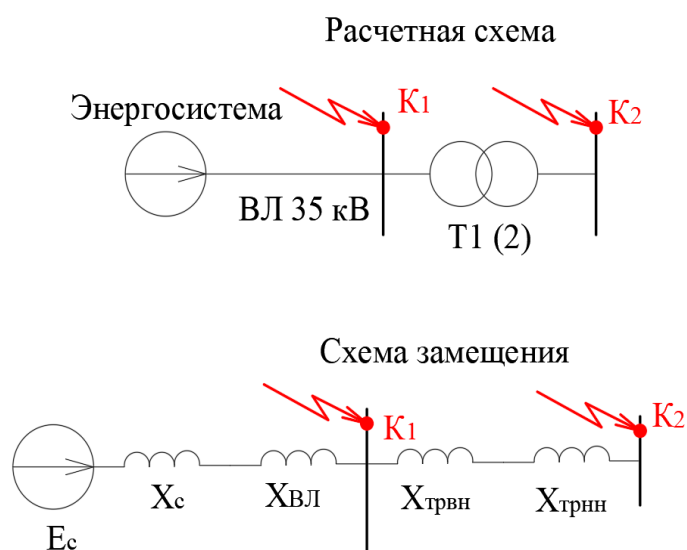


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (6)$$

где  $E_c$  – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$  – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_V = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (7)$$

где  $T_a$  – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_V = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_K'', \quad (8)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (9)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (10)$$

где  $U_K$  – напряжение КЗ, %;

$U_H$  – напряжение ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность, МВА» [17].

$$X_{TPBH} = \frac{8 \cdot 37^2}{100 \cdot 10} = 10,952 \text{ Ом},$$

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2, \quad (11)$$

$$X_{TPHH} = 10,952 \cdot (6,3 / 37)^2 = 0,318 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (12)$$

где  $x_o$  – удельное сопротивление, Ом/км;

$L$  – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,427 \cdot 7,2 = 3,074 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_o^2}{S_k}, \quad (13)$$

где  $S_k$  – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_c = 37^2 / 2142 = 0,639 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (6-9):

$$I''_{K1} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (3,074 + 0,639)} = 5,75 \text{ кА},$$

$$K_{V1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,61,$$

$$i_{V1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,75 = 13,1 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,75 = 4,98 \text{ кА.}$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 2» [17].

Таблица 2 – Токи КЗ

| Участок КЗ      | $I''$ , кА | $i_y$ , кА | $I^{(2)}$ , кА |
|-----------------|------------|------------|----------------|
| шины 35 кВ (К1) | 5,75       | 13,10      | 4,98           |
| шины 6 кВ (К2)  | 4,11       | 9,35       | 3,56           |

Результаты расчетов будут использоваться для выбора нового оборудования электрической части.

## 2.4 Выбор и проверка нового электрооборудования

Замена масляных выключателей на вакуумные – это важный шаг в модернизации электрических подстанций и распределительных сетей. Данные выключатели имеют ряд преимуществ по сравнению с масляными, включая меньшие размеры, более высокую надежность и меньшие требования к обслуживанию. Вот основные преимущества вакуумных выключателей:

- компактность, занимают меньше места, что позволяет оптимизировать пространство на подстанции;
- имеют меньшие потери энергии и более высокую эффективность;
- не содержат масла, что снижает риск утечек и загрязнения окружающей среды;
- высокая надежность, менее подвержены воздействию внешних факторов, таких как температура и влажность;
- требуют меньше регулярного обслуживания по сравнению с масляными.

Замена масляных выключателей на вакуумные может значительно повысить надежность и эффективность электрической сети. Важно тщательно планировать и выполнять все этапы замены, чтобы обеспечить безопасную и эффективную работу нового оборудования. Еще одним важным аспектом является безопасность эксплуатации. Вакуумные выключатели имеют встроенные системы защиты, которые предотвращают возможные аварии и обеспечивают безопасность как для персонала, так и для окружающей среды [1]. Это особенно важно на предприятиях, где риск повреждения инфраструктуры и возникновения аварийных ситуаций высок.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А},$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}.$$

где  $I_{ном.откл}$  – ток отключения, кА;

$I_{к}$  – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА},$$

где  $i_{пр.с}$  – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{к}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $I_m$  – ток термической стойкости, кА;

$t_m$  – время протекания тока, с;

$B_{к}$  – тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с:

$$B_{к} = I_{к}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (14)$$

где  $t_{откл}$  – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В} , \text{ с}, \quad (15)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$  – время отключения выключателя, с.

Наибольший рабочий ток оборудования 35 кВ:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (16)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [7].

$$I_{макс} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВБН-35/630, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

| Параметры                  | По паспорту | По расчету |
|----------------------------|-------------|------------|
| $U_{ном}$ , кВ             | 35          | 35         |
| $I_{ном}$ , А              | 630         | 231        |
| $I_{н.откл.}$ , кА         | 31,5        | 5,75       |
| $B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с | 2977        | 99,3       |
| $i_{дин}$ , кА             | 80          | 13,1       |

Внешний вид ВБН-35/630 показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель 35 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 6 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВВ/ТЭЛ-10, проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателей

| Параметры                           | По паспорту | По расчету |
|-------------------------------------|-------------|------------|
| U <sub>ном</sub> , кВ               | 10          | 6          |
| I <sub>ном</sub> , А                | 1600        | 1347       |
| I <sub>н.откл.</sub> , кА           | 20          | 5,75       |
| В <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с | 1200        | 50,7       |
| i <sub>дин</sub> , кА               | 40          | 9,35       |

«Внешний вид выключателя ВВ/ТЭЛ-10 показан на рисунке 4.





Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.макс.},$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k,$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РВ-10/1600 на перемычке РУ и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 5» [13].

Таблица 5 – Проверка разъединителей

| Параметры           | По паспорту | По расчету |
|---------------------|-------------|------------|
| $U_{ном}, кВ$       | 10          | 6          |
| $I_{ном}, А$        | 1000        | 1347       |
| $B_k, кА^2 \cdot с$ | 768         | 50,7       |
| $i_{дин}, кА$       | 40          | 9,35       |

Замена разрядников на другие аналогичные устройства, такие как ограничители перенапряжений (ОПН), является важной частью модернизации электрических систем для повышения их надежности и безопасности. Разрядники – эти устройства предназначены для защиты оборудования от перенапряжений, возникающих, например, в результате молний или переключений в сети, они обеспечивают путь для тока, когда напряжение превышает определенный уровень. Ограничители перенапряжений также защищают от перенапряжений, но работают по-другому. Они ограничивают уровень перенапряжения, обеспечивая защиту подключенного оборудования [6].

#### Преимущества замены разрядников на ОПН

- улучшенная защита, ОПН могут обеспечивать более эффективную защиту от перенапряжений, особенно в условиях частых молний или других источников перенапряжений [12];
- долговечность, современные ОПН могут иметь более длительный срок службы и требовать меньше обслуживания.

При замене необходимо учитывать характеристики и настройки защитных аппаратов, места их установки, а также обеспечивать надёжную работу самих ОПН. Это требует решения двух основных задач: выбор количества, мест установки и характеристик защитных аппаратов, а также обеспечение надёжной работы самих ОПН.

Будут установлены ограничители перенапряжений ОПНп-35/86/10/500 и ОПНп-6/7,2/10/400, проверка в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка ОПН

| Параметры                         | По паспорту          |      | По расчету |      |
|-----------------------------------|----------------------|------|------------|------|
|                                   | $U_{ном}, \text{кВ}$ | 35   | 10         | 35   |
| $W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 4800                 | 1200 | 99,3       | 50,7 |
| $i_{дин}, \text{кА}$              | 52                   | 40   | 13,1       | 9,35 |

Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.шт.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.макс.},$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}.$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(k_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (17)$$

$$i_{дин} = k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_{y.}, \quad (18)$$

где  $k_{терм}$ ,  $k_{дин}$  – кратности стойкости;

$I_{1н.}$  – номинальный ток ТТ, кА» [11].

Принимаются элегазовые ТТ марки ТРГ-35-300/5, проверка:

$$U_{н.шт.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 300 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 231 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 = 16875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 99,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,3 = 131,5 \text{ кА} > 13,1 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (19)$$

где  $Z_{приб.}$ ,  $Z_{пров.}$ ,  $Z_{конт.}$  – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (20)$$

где  $l_{\text{пров.}}$  – длина проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S_{\text{пров.}}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (21)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{приб.}}$  – нагрузка, ВА, и номинальный ток приборов, А.

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [18].

Трансформаторы тока – это устройства, работающие на основе закона электромагнитной индукции и предназначенные для измерения тока в электрических системах, они обеспечивают безопасность, изолируя первичную цепь с высоким напряжением от измерительной цепи, и позволяют моделировать определённые процессы и защищать электроустановки. Принцип работы основан на явлении электромагнитной индукции, при подаче напряжения переменный ток проходит через витки первой обмотки, создавая переменный магнитный поток. Большие величины преобразуются в значения, безопасные и удобные для измерения. Конструктивно ТТ состоят из двух основных элементов: замкнутого магнитопровода (сердечника) и одной или нескольких обмоток (первичной и вторичных). Все детали помещены в защитный корпус. Трансформаторы тока играют важную роль в

электроэнергетических системах, обеспечивая безопасность, точность измерений и защиту электроустановок.

«Внешний вид ТТ – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформатор тока ТРГ-35

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

$$U_{н.анн.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 1500 \text{ А} \geq I_{раб.маж.} = 1347 \text{ А},$$

$$(55 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 20419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 50,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 148,5 \text{ кА} > 9,35 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (19-21):

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [18].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}},$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

Трансформаторы напряжения НАМИ – это масляные, трёхфазные антирезонансные трансформаторы с дополнительной обмоткой для контроля изоляции сети. Они предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, цепей защиты, сигнализации и других устройств. Принимаются ТН марки НАМИ-35 и НАМИ-6, внешний вид показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [18]:

$$U_{н.анн.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 61 \text{ ВА},$$

$$U_{н.анн.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 32 \text{ ВА}.$$

Выбранные элегазовые измерительные трансформаторы представляют собой высокотехнологичное оборудование, которое широко используется в энергетике для измерения и учета электроэнергии. Эти устройства обладают рядом значительных преимуществ, которые делают их востребованными в различных отраслях промышленности. Во-первых, данные трансформаторы обладают высокой точностью измерений и способны точно фиксировать как большие, так и малые значения напряжения и тока, что особенно важно в условиях высокой нагрузки и нестабильного энергоснабжения. Это позволяет предприятиям точно планировать потребление энергии и минимизировать потери. Также элегазовые ТТ обладают высокой надежностью и долговечностью, они устойчивы к коррозии и механическим повреждениям,

что значительно увеличивает их срок службы. Кроме того, они требуют минимального обслуживания и не подвержены воздействию внешних факторов, таких как пыль, влага и перепады температуры. Элегазовые трансформаторы обеспечивают высокий уровень безопасности, они оснащены системами автоматического отключения и защиты, что предотвращает возможные аварийные ситуации и защищает персонал от воздействия электрического тока [10].

Актуальное пиковое потребление собственных нужд (СН) составляет 82,9 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (2):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 82,9 = 58,03 \text{ кВА.}$$

Принимается к установке два энергосберегающих ТСН марки ТМГ33Х3К2-63-6/0,4, внешний вид показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ33Х3К2



Проверка ТСН по перегрузке, по (5):

$$K_n = \frac{82,9}{63} = 1,32 < 1,4$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %.

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки КРУ-СВЭЛ на ток до 1600 А (на вводах ЗРУ) и на ток до 630 А (на отходящих фидерах. Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [13].



Рисунок 9 – Ячейки КРУ

Электромеханическая изношенная и устаревшая РЗА будет заменена микропроцессорными терминалами. Будет обеспечиваться защита силовых трансформаторов и отходящих фидеров ГПП.

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) обладают рядом преимуществ по сравнению с устройствами на электромеханических реле:

- микропроцессоры обеспечивают быстрое срабатывание защит, что особенно важно при коротких замыканиях и других аварийных ситуациях;
- чувствительность, микропроцессорные устройства способны точно определять параметры аварийных ситуаций, что повышает их эффективность;
- использование микроконтроллеров позволяет повысить надёжность работы устройств релейной защиты благодаря возможности самодиагностики и резервирования функций;
- микропроцессорные устройства оснащены множеством сервисных функций, таких как самодиагностика, регистрация и осциллографирование сигналов, а также возможность интеграции в автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) объектов энергетики;
- дополнительные режимы защиты, микропроцессорные устройства могут иметь дополнительные режимы защиты, такие как функция опережающего отключения синхронных электродвигателей при потере устойчивости и функция дальнего резервирования отказов защит и выключателей.

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БЭ2704v048, защита фидеров 10 кВ – терминалами ЭКРА 247, внешний вид – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (22)$$

где  $I_{НОМ.Т}$  – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$  – первичный ток ТТ, А» [3].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 165 < 300 < 2,5 \cdot 165 = 412,4 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 962,3 < 1500 < 2,5 \cdot 962,3 = 2405,7 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (23)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 8}{100} = 0,153 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (24)$$

$$X_{\sigma} = \frac{37^2}{10} = 136,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (25)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км» [9].

$$X_L = 0,427 \cdot 7,2 = 3,074 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*L} = 3,074 / 136,9 = 0,0225 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_L + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (26)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – коэффициент насыщения стали.

$$X_* = 0,0225 + 1,1 \cdot 0,153 = 0,191 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,191 \cdot 136,9 = 26,145 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{лин}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (27)$$

где  $A$  – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 26,145} = 1605,953 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.ТТ}}}, \quad (28)$$

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{1605,953}{\sqrt{2} \cdot 300} = 3,786 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad (29)$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{\text{пер}}$  – сопротивление контактов, Ом;

$R_{\text{вх.терм}}$  – сопротивление терминала, Ом.

$$R_{\text{к}} = \rho \cdot L / S_{\text{к}}, \quad (30)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м;

$S_k$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>» [3].

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом},$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}.$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [20]}.$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (31)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (32)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 165,0 / 300 = 10,997 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (33)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,786 = 5,3 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (34)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,11 = 3,452 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения. Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (35)$$

где  $I_{амп}$  – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$  – первичный ток ВН, А.

$$1154,27 / 103,93 = 11,107 > 8$$

Используется традиционное торможение» [3].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рез}}{1 - \Delta U_{рез}} + 0,02 \right), \quad (36)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ;

$K_{пер}$  – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рез}$  – диапазон РПН.

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рез}}{1 - \Delta U_{рез}} + 0,02 \right), \quad (37)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*})\right)^4}, \quad (38)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (39)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$  – коэффициент броска тока намагничивания.

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 165,0 \cdot 5 = 907,3 \text{ А,}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{907,3^4} = 57,79.$$

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [9].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита – это система, предназначенная для обеспечения безопасности и надёжности работы электрооборудования, она основана на использовании реле, которое устанавливается в начале линии, со стороны генератора или трансформатора питающей подстанции. Принцип действия заключается в следующем: при увеличении тока в сети датчик тока срабатывает, а затем с определённой задержкой срабатывает реле времени, после этого выключатель переводится в положение «выключено». Таким образом, отключение происходит не сразу, а с небольшой задержкой, что предотвращает ложные срабатывания. Важной характеристикой является селективность, которая позволяет избирательно реагировать на разные ситуации, селективность достигается путём подбора устройств в одной системе таким образом, чтобы при возникновении короткого замыкания отключение выполнялось одним автоматом, расположенным ближе всего к месту замыкания. МТЗ имеет ряд достоинств, включая простоту,



эффективность и надёжность, защищает электросети от перегрузок, межфазных коротких замыканий и обесточивает трансформаторы тока при аварийных ситуациях. МТЗ эффективна при пуске двигателей, обеспечивая необходимую задержку по времени.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (40)$$

где  $K_H$ ,  $K_{C3}$ ,  $K_B$  – коэффициенты надёжности, самозапуска и возврата.

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (41)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{165,0}{4110} = 0,0401$$

По кривой зависимости находим  $K_{C3} = 1,18$ » [9].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 165,0 = 229,0 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (42)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 165,0 = 194,1 \text{ А}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (43)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (44)$$

где  $I_{р.макс}$  – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (45)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [9]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (46)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (47)$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки;

$k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (48)$$

где  $I_{CO}$  – ёмкостный ток кабеля, А/км;

$L$  – длина КЛ, км» [3].

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (43-48):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,095 = 0,477 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 190,8 = 264,88 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 264,88 \cdot \frac{1}{200 / 5} = 6,62 \text{ А},$$

$$k_u = \frac{3560}{264,88} = 13,4 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,711 \cdot 1,04 = 1,779 \text{ А},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,779 = 5,34 \text{ А}.$$

Уставки защит задаются программно.

## 2.5 Расчет контура заземления

Заземление подстанции играет важную роль в обеспечении безопасности и надёжности работы электрической системы, оно состоит из

трёх видов: рабочего, защитного и заземления молниезащиты. Все эти системы объединяются в общую систему заземления, что позволяет уменьшить суммарное сопротивление и затраты на заземляющее устройство (ЗУ). Заземление обеспечивает соединение с землёй нейтралей обмоток силовых трансформаторов, а также заземление всех металлических частей установки, находящихся под напряжением, это повышает безопасность эксплуатации и уменьшает вероятность поражения людей и животных электрическим током. При выполнении заземления используются как естественные, так и искусственные заземлители, такие как водопроводные трубы, металлические трубопроводы, железобетонные конструкции зданий и свинцовые оболочки кабелей. Размещение искусственных заземлителей должно обеспечивать равномерное распределение электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Расчёт ЗУ производится с учётом режима работы нейтралей электроустановок и характеристик грунта.

Действующее ЗУ сильно повреждено ввиду ржавления, будет смонтирован новый контур заземления с учетом требований ПУЭ [16].

«При расчете учитываются требования ПУЭ по предельно допустимому сопротивлению ЗУ для сетей 3-35 кВ с изолированной нейтралью:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (49)$$

где  $I_3$  – расчётный ток замыкания на землю, А.

$$I_3 = \frac{U \cdot L}{10}, \quad (50)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$L$  – суммарная длина присоединенных линий 10 кВ, км.

$$I_3 = \frac{35 \cdot 2,764}{10} = 9,674 \text{ А,}$$

$$R_3 \leq \frac{250}{9,674} = 25,84 \text{ Ом.}$$

Так как ЗУ будет использоваться и для защиты электрооборудования 0,4 кВ и людей, принимается максимально допустимое сопротивление 4 Ом» [5].

«Используется контурное ЗУ. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (51)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

$K_c$  – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pв} = 450 \cdot 1,1 = 495 \text{ Ом} \cdot \text{м,}$$

$$\rho_{pг} = 450 \cdot 1,4 = 630 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (52)$$

где  $l$  – длина электрода, м;

$d$  – приведенный диаметр, м;

$t$  – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (53)$$

где  $b$  – ширина уголка, мм» [5].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м,}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м,}$$

$$R_{\text{огэ}} = \frac{495}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,82 \text{ Ом.}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огэ}} / R_n, \quad (54)$$

где  $R_n$  – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 23,82 / 0,5 \approx 48 \text{ шт.}$$

Длина ГЭ:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (55)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (56)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр территории, м.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (27,5 + 35) = 125 \text{ м,}$$

$$a = 125 / 48 = 2,6 \text{ м,}$$

$$l_z = 1,05 \cdot 2,6 \cdot 48 = 131,04 \text{ м.}$$

Схема заложения электродов показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Схема заложения электродов

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (57)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (58)$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м},$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м},$$

$$R_{\text{эз}} = \frac{630}{2 \cdot 3,14 \cdot 131,04} \cdot \ln \left( \frac{131,04^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,302 \text{ Ом.}$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{cp} = \frac{R_{огэ} \cdot R_{эз}}{R_{огэ} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{эз} \cdot \eta_2}, \quad (59)$$

где  $\eta_6, \eta_2$  – коэффициенты использования электродов» [5].

$$R_{cp} = \frac{23,82 \cdot 0,302}{23,82 \cdot 0,39 \cdot 48 + 0,302 \cdot 0,23} = 0,412 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Выводы.

Определены актуальные и перспективные электрические нагрузки потребителей, согласно которым выявлена необходимость замены силовых трансформаторов на новые более мощные (номинальной мощностью 10000 кВА), что обеспечит возможность ввода в эксплуатацию нового энергоемкого промышленного оборудования. С учетом новых силовых трансформаторов определены токи КЗ по местам установки ЭО, выбрано и проверено новое ЭО отечественного производства. Замена масляных выключателей на вакуумные значительно повысит надежность и эффективность работы электрической сети. Установленные вместо разрядников ограничители перенапряжений обеспечат более эффективную защиту от перенапряжений. Выбранные элегазовые трансформаторы тока обладают высокой точностью измерений и способны точно фиксировать как большие, так и малые значения напряжения и тока, что позволит предприятию точно планировать потребление энергии и минимизировать потери. Принимается к установке два энергосберегающих ТСН, что существенно повысит энергоэффективность системы собственных нужд. Определены требуемые уставки РЗА, рассчитано новое заземляющее устройство.



## Заключение

Рассматриваемая подстанция выполняет функцию приема электроэнергии от питающей энергосистемы и понижения ее напряжения до класса 6 кВ, а также дальнейшего распределения по цеховыми трансформаторным подстанциям. Основное оборудование ГПП состоит из двухобмоточных силовых трансформаторов, которые обеспечивают преобразование уровня напряжения электроэнергии, высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, оборудования релейной защиты и автоматики. Подстанция эксплуатируется уже длительное время, что вызвало сильный износ установленного действующего оборудования электрической части. Почти все действующее ЭО критически изношено, остаточный ресурс для его большей части давно истек, и повышены риски аварийных ситуаций. Состояние действующей электрической части подстанции неудовлетворительное, так как сильно повышены эксплуатационные риски и снижена надежность работы подстанции в целом. Производственные процессы на предприятии часто вынужденно приостанавливаются ввиду перерывов электроснабжения цехов и других вспомогательных участков, нарушения питания электроэнергией связаны с внеплановыми и плановыми ремонтно-восстановительными работами на ГПП. Отмечено существенное технологическое устаревание оборудование, которое приводит к неудовлетворительным в настоящее время эксплуатационным характеристикам, затруднена покупка запасных частей и расходных материалов ввиду прекращения их серийного производства; Общая электрическая нагрузка предприятия растет ввиду установки нового промышленного оборудования и, с учетом перспективных нагрузок, действующее электрооборудование уже не соответствует по требуемым техническим параметрам. Очевидна обоснованность проведения реконструкции электрической части, преимущества замены устаревшего

оборудования на подстанции очевидны, это повысит надёжность электрической части, улучшит качество электроснабжения и снизит риск аварийных ситуаций, поспособствует экономии ресурсов и снижению операционных затрат.

Проведена проверка достаточности мощности действующих силовых трансформаторов, по результатам, с учетом перспективных нагрузок, принято решение о замене трансформаторов на более мощные марки ТДН-10000/35/6. Замена силовых трансформаторов на новые и более мощные обеспечит подключение к электрической сети нового энергоёмкого промышленного оборудования и его надежное питание электрической энергией. Определены токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано новое оборудование электрической части ГПП. Замена масляных выключателей на вакуумные марок ВВН-35/630 и ВВ/TEL-10 значительно повысит надёжность и эффективность работы электрической сети. Установленные вместо разрядников ограничители перенапряжений марок ОПНп-35/86/10/500 и ОПНп-6/7,2/10/400 обеспечат более эффективную защиту от перенапряжений. Выбранные элегазовые трансформаторы тока ТРГ-35-300/5 обладают высокой точностью измерений и способны точно фиксировать как большие, так и малые значения напряжения и тока, что позволит предприятию точно планировать потребление энергии и минимизировать потери. Принимается к установке два энергосберегающих ТСН марки ТМГ33ХЗК2-63-6/0,4, что существенно повысит энергоэффективность системы собственных нужд. Электромеханическая изношенная и устаревшая РЗА будет заменена микропроцессорными терминалами. Будет обеспечиваться защита силовых трансформаторов и отходящих фидеров ГПП. Релейная защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БЭ2704v048, защита фидеров 10 кВ – терминалами ЭКРА 247.

Предложенные мероприятия по реконструкции обеспечат дальнейшую эффективную эксплуатацию ГПП и планируются к реализации.

## Список используемых источников

1. Вантеев А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 368 с.
2. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
3. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 05.10.2024).
5. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
6. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
7. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
8. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
9. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
10. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
11. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.

12. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
13. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
14. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
15. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
16. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
18. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
19. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.