

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем  
электроснабжения  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка проекта цифровой подстанции 110/10 кВ»

Студент

А.М. Симонов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Научный

В.В. Ермаков

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Тольятти 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Анализ цифровой подстанции .....	6
1.1 Цифровая подстанция и ее преимущества .....	6
1.2 Цели создания цифровой подстанции .....	6
1.3 Эволюция подстанций .....	8
1.4 Ключевые технологии цифровой подстанции .....	9
1.5 Архитектура цифровых подстанций .....	11
1.6 Ключевые компоненты.....	12
1.7 Протокол МЭК 61850 .....	19
1.7.1 МЭК 61850: важнейший технологический инструмент. ....	21
1.7.2 Адаптивная работа микро-сети на основе МЭК 61850.....	23
2 Расчет цифровой подстанции .....	30
2.1 Характеристика объекта.....	30
2.2 Расчет электрических нагрузок цифровой подстанции .....	32
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	35
2.4 Расчет токов короткого замыкания .....	42
2.5 Выбор оборудования .....	47
2.6 Состав ПТК АСЗУ .....	52
3 Обзор мировых тенденций развития цифровой подстанции .....	54
3.1 Цифровая подстанция: США TVA Bradley .....	54
3.2 Цифровая подстанция: Испания Alcala de Henares .....	60
3.3 Цифровая подстанция в Китае.....	62
3.3.1 Основные достижения в строительстве цифровой подстанции в Китае .....	63
3.4 Первая цифровая подстанция в TransGrid – Австралия.....	66
4 Методика оценки проекта цифровой подстанции 110/10 кВ .....	70
4.1 Методика обоснования экономической целесообразности реализации проекта цифровой подстанции 110/10 кВ .....	70
4.2 Описание положительных эффектов для АСУ ТП при внедрении ОТТ и ОТН.....	81

4.3 Сравнительная оценка стоимости решений на базе электромагнитных и оптических трансформаторов.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	96

## ВВЕДЕНИЕ

«Более четверти века назад начали развиваться цифровые технологии в системе сбора и обработки информации, управления и автоматизации подстанции, которая развивается, и по сей день. Это очень важно для энергетической промышленности. Ведь благодаря развитию цифровых технологий можно значительно ускорить любые промышленные процессы, используя сверхточные методы измерения. Для того повысить производительность труда, сократить занимаемую площадь и повысить уровень безопасности для обслуживающего персонала на электроэнергетических компаниях задействуют цифровые подстанции» [7].

В настоящее время действуют открытые стандарты, которые достигли уровня, когда различные производители взаимодействуют на общей платформе. Технология полной оцифровки информации энергосистемы, а также скорость и производительность обмена информацией обеспечивают производительность в режиме реального времени с большей точностью и открывают возможности для цифровой подстанции.

За последние два десятилетия появились цифровые подстанции. Внедрение микропроцессора в автоматизацию, защиту и контроль подстанции произвело революцию в сфере коммунальной промышленности. Толчок от «обычной сети» до «умной сети» позволил цифровому миру значительно расшириться за рамки традиционной сферы защиты, управления и контроля и сбора данных. Идеальное видение знания всех аспектов каждой подстанции, объединенной в интеллектуальную сеть, открывает возможность иметь информацию у нас под рукой, что говорит об актуальности данной темы.

Целью является технико-экономическое обоснование «Цифровой подстанции» с внедрением инновационных решений для повышения надежности работы оборудования.

Для того чтобы достичь указанной цели и получить желаемый результат, необходимо исследовать и охватить следующие задачи:

- Рассмотреть основные технологические решения в области цифровой подстанции.
- Рассчитать цифровую подстанцию 110/10 кВ
- Провести анализ и сбор информации о современных наработках в области цифровых подстанций.
- Предложить методику оценки проекта и провести технико-экономическое обоснование проекта «Цифровая подстанция».

Объектом дипломного проекта является проект «Цифровая подстанция», а предметом – сравнение традиционных и цифровых подстанций, а также технико-экономическое обоснование проекта.

«Одна из крупнейших электросетевых компаний в мире – ПАО «Россети» предложила свое направление программы инновационного развития на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года. Оно предусматривает развитие и внедрение «цифровых подстанций». Концепция этой программы заключается в создании опытного полигона «Цифровая подстанция» на базе «Научно-технического центра ФСК ЕЭС» [20,21], что говорит о научной новизне рассматриваемого проекта и достижении практических результатов в его реализации.

Предложена методика оценки проекта «Цифровой подстанции», отличающаяся от ранее предложенных, тем, что она позволяет внедрить инновационные решения, которые позволят повысить надежность работы оборудования и сократить затраты.

## **1 Анализ цифровой подстанции**

### **1.1 Цифровая подстанция и ее преимущества**

«Цифровая подстанция - это подстанция, оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. Цифровая подстанция обладает многочисленными преимуществами по сравнению с традиционной подстанцией» [1]. К ним относятся:

- более простая установка (гораздо меньше проводки);
- совместимость между устройствами, производимыми разными производителями;
- повышение надежности;
- улучшенная точность измерений и запись информации;
- улучшение ввода в эксплуатацию и эксплуатации;
- легкое включение современных электронных датчиков СТ и VT;
- более высокая производительность ЭМС и изоляция цепей.

### **1.2 Цели создания цифровой подстанции**

#### **1) Повышенная надежность и доступность.**

Широкие возможности самодиагностики цифровых устройств гарантируют максимальную доступность подстанции, а также полный набор функций: любое снижение производительности актива определяется в реальном времени. Внутренняя избыточность, встроенная в систему, может быть использована для самозавершения неправильной работы и позволяет устранять неполадки без необходимости первичного сбоя системы.

#### **2) Оптимизированная работа активов.**

Интеллект в цифровых схемах подстанций позволяет проводить тщательный мониторинг грузоподъемности оборудования завода, исходя из их проектных оценок. Этот анализ динамической нагрузки означает, что линии, кабели, трансформаторы и другое сетевое оборудование могут

работать ближе к их границам.

### 3) Повышенная безопасность.

- Снятие проводных меж-узловых схем ТТ (Трансформатора тока) снижает риск смертельной травмы из-за непреднамеренного открытия цепи персоналом;
- Отсутствие масла в трансформаторах снижает риск взрыва;
- Расширенный самоконтроль активов подстанции гарантирует, что они работают в безопасных пределах.

### 4) Снижение затрат на техническое обслуживание.

Цифровая подстанция тщательно контролирует все активы подстанции с точки зрения условий эксплуатации, эффективной грузоподъемности и показателей состояния активов. Интеллектуальные системы анализируют данные и дают рекомендации по действиям по техническому обслуживанию и ремонту. Это позволяет перейти к прогностическому обслуживанию, избежать непредвиденных сбоев и затрат на экстренный ремонт.

### 5) Оптимизация инвестиций.

Капитальные затраты на инвестиционные проекты сокращены по многим направлениям:

- экономия времени, необходимого для проектирования и монтажа подстанций;
- уменьшенные потребности в недвижимости;
- медные кабели сокращаются на 80% за счет использования оптического волокна;
- инструменты оптимизации активов позволяют ускорить нацеливание слабых зон, которые необходимо усилить, что позволяет снизить операционные расходы.

### 6) Простая модернизация и расширение существующих подстанций.

Взаимодействующие решения и использование волоконной оптики вместо медных проводов уменьшают продолжительность и затраты на отсутствие подстанций на этапе восстановления вторичного оборудования.

Это также относится к работам по расширению.

#### 7) Стандартизация и совместимость.

Будучи совместимым с МЭК 61850, цифровые решения и подстанции разработаны для обеспечения совместимости с оборудованием других поставщиков, с высокой степенью стандартизации на уровне интерфейса систем вторичного оборудования.

#### 8) Улучшенные возможности связи.

Обмен данными между интеллектуальными устройствами, внутри и между подсистемами, оптимизируется через Ethernet-связь. Интеллектуальные локальные и широкополосные блоки управления позволяют осуществлять обмен данными между уровнями напряжения внутри подстанций и между подстанциями. Прямая связь между подстанциями без необходимости транзита через центр управления уменьшает время отклика, позволяя быстрые приложения в режиме реального времени.

### **1.3 Эволюция подстанций**

На данный момент различают три подстанции: традиционную, современную и цифровую. Рассмотрим каждую из них подробнее.

1) Традиционная. На этом этапе контроль и защита ИЭУ, как правило, были посвящены одной конкретной функции. Тысячи медных проводов необходимы для передачи сигналов, т. Е. для подключения основного аппарата, других средств защиты (например, Блокировка) и на уровне станции. Большинство подстанций, работающих сегодня, построены на основе традиционных технологий.

2) Современная. Сегодня большинство новых подстанций являются современными. Они оснащены стандартом связи Интернет между уровнем защиты и уровнем контроля станции. ИЭУ-это многофункциональный агрегат, выполняющий многие функции параллельно, однако связь на уровне процесса до сих пор выполняется с помощью тысячи медных проводов.

3) Цифровая. Цифровая коммуникационная технология, реализуемая в настоящее время до уровня процесса, устраняет тысячи медных проводов между процессом и уровнем защиты. Она прокладывает путь к мониторингу, диагностике и здоровью активов. Замена крупногабаритных традиционных трансформаторов на небольшие прецизионные датчики и объединение функций, ранее сохраненных отдельно, позволяют существенно сократить объем слежения. Шины на станциях и технологических уровнях соответствуют международному стандарту IEC 61850.

#### **1.4 Ключевые технологии цифровой подстанции**

«В большинстве инженерных областей цифровые технологии, такие как связь, заменили проводку соединений более чем на два десятилетия. На самом деле цифровые технологии везде и настолько надежны, что сегодня не возникает никаких проблем полететь на современном самолете, где все элементы управления являются цифровыми. Все больше и больше товаров подключены к Интернету так или иначе. Возможность контролировать физические объекты с помощью интернета – это новое слово.

Однако на подстанциях еще тысячи точечных сигнальных медных проводов должны быть проложены в фундаменты подстанций для соединения основного оборудования, такого как распределительные устройства и трансформаторы, с устройствами защиты, контроля и мониторинга. Процедуры обслуживания, а также обновление сигнальных схем подстанции в течение длительного жизненного цикла подстанции являются тяжелым бременем для всех операторов. Измерительные трансформаторы тока насыщают и имеют ограниченный динамический диапазон. В результате параллельно должны быть соединены различные трансформаторные стержни. Для надежной защиты необходимо разработать сложные процедуры обработки и фильтры. Сложные схемы блокировки, жесткие и медленные соединения из-за электро-механических эффектов, таких как подпрыгивание контактов, должны быть спроектированы,

протестированы на месте и утверждены в длительных процедурах. В результате обычная подстанция сурова и трудна для адаптации к изменениям или расширениям» [21].

Благодаря развитию технологий и появлению новых стандартов стало возможно создать новую, улучшенную подстанцию – цифровую подстанцию.

Цифровая подстанция затрагивает все соответствующие компоненты и аспекты подстанции:

- Система автоматизации подстанции для контроля, защиты и наблюдения;
- Связь внутри подстанции и от подстанции до удаленных центров управления сетью;
- Первичное распределительное устройство высокого напряжения в технологии с воздушной изоляцией (AIS), газоизоляцией (ГИС) или гибридной изоляцией;
- ТТ, ТН: нестандартные измерительные трансформаторы (NCIT), когда они интегрированы в основное оборудование, предлагают упрощение проектирования. В качестве альтернативы, для модернизации существующие трансформаторы тока могут быть подключены к автономным сливающим устройствам (SAMU), устройствам, которые соединяют аналоговые измерительные сигналы с технологической шиной;
- Силовые трансформаторы;
- Распределительное устройство среднего напряжения;
- Инструменты для инженерии подстанций;
- Проверка и ввод в эксплуатацию;
- Здание и участок.

Для того чтобы цифровые подстанции развернули все свои преимущества для владельца или оператора, функции цифровой подстанции должны учитываться на этапе спецификации. Среднесрочные существенные повышения производительности достижимы благодаря лучшему использованию активов и благодаря синергизму между различными

отделами, которые традиционно сохраняются отдельно, например, отделы для управления станциями и автоматизации и отделы для защиты.

## 1.5 Архитектура цифровых подстанций

Рассмотрим структуру цифровой подстанции по подробнее (рисунок 1).

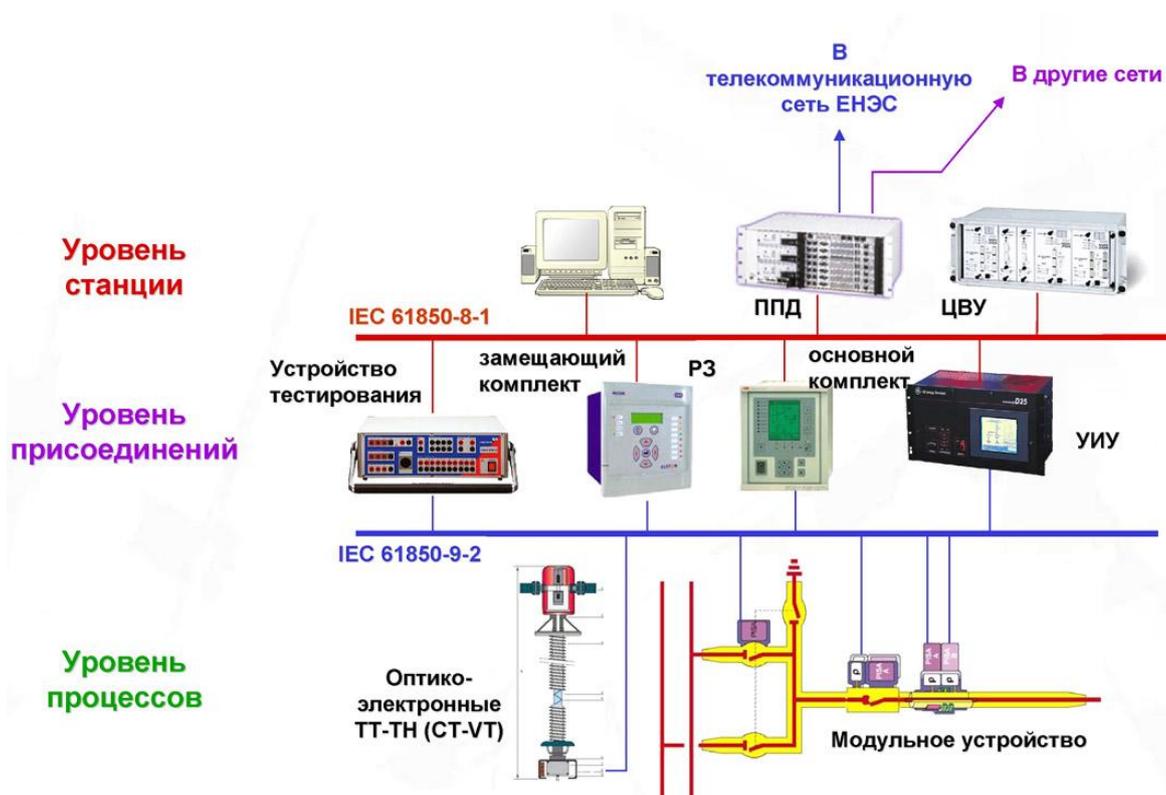


Рисунок 1- Структура цифровой подстанции

Существует 3 иерархических уровней подстанции.

– **Уровень процесса.** Уровень процесса находится в нижней части иерархии. Он включает в себя все первичные устройства, такие как распределительные устройства высокого напряжения или среднего напряжения и трансформаторы. Он также содержит устройства интерфейса процесса, такие как модули объединения и блокирующие устройства (интеллектуальные электронные устройства) ;

– **Уровень присоединения.** Этот уровень включает все контрольные и защитные СБУ. Электронное оборудование для контроля, защиты, связи и других функций, таких как мониторинг и диагностика, часто упоминается как вторичное оборудование;

– **Станционный уровень.** Уровень станции включает в себя главным образом оборудование для управления и защиты станции, станцию НМИ, регистраторы помех и способы передачи данных, например, в центр управления сетью. Другие важные функции, такие как питание вспомогательной станции, не упоминаются в явном виде.

### **1.6 Ключевые компоненты**

«Принимая различные элементы, требуемые от подстанции (автоматические выключатели, реле защиты, трансформаторы тока и трансформаторы тока и т. Д.) И соединяя их с использованием оптического волокна, физическая реализация подстанции становится проще, в то же время повышается надежность и понятность. По сравнению с традиционной подстанцией, где все связано с сотнями отдельных медных кабелей, преимущества становятся очевидными.

Оцифровка влияет на все соответствующие компоненты и аспекты подстанции. Для того чтобы развернуть свои преимущества в полном объеме для владельца и оператора, функции цифровой подстанции должны быть запланированы и спроектированы на этапе спецификации.

Это обеспечивает достижение в среднесрочной перспективе значительного повышения производительности благодаря более эффективному использованию активов и синергетическому взаимодействию между различными департаментами, обычно такими, как управление станциями, автоматизация и защита» [3].

Цифровые подстанции состоят из нескольких ключевых компонентов и элементов:

– Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ);

«Первичные устройства подстанции (реле защиты, устройства РПН, трансформаторы тока и т. Д.) Реализованы как интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ). Эти устройства могут связываться друг с другом (и управление подстанцией более высокого уровня) через оптическую

сеть 61850» [4,28].



Рисунок 2 - Интеллектуальное электронное устройство реле – REF615

– Общее объектно-ориентированное событие на подстанции (GOOSE);

Оптическая сеть 61850 работает с использованием протокола Ethernet. В этих рамках традиционные цифровые сигналы передаются с использованием общего объектно-ориентированного события подстанции (GOOSE). GOOSE – это конкретное форматирование данных, которые позволяют передавать сигналы статуса защиты в течение периода времени менее 4 мс. Это важно для обеспечения надежной и своевременной работы взаимосвязанного ИЭУ;

– Станционная и технологическая шина;

Эти две коммуникационные шины позволяют обмениваться сигналами между уровнями ИЭУ уровня и станцией (станционной шиной) и уровнем ИЭУ уровня и системным оборудованием, устройствами и преобразователями (технологическая шина).

– GPS-часы;

Важным требованием цифровой подстанции является точное сохранение времени. Это не только обеспечивает защиту функций защиты в требуемые моменты времени, но и синхронизирует подстанции в разных

местах, чтобы можно было сравнивать события и журналы операций и анализировать события отключения.

Предпочтительным подходом к достижению этого является использование тактового сигнала GPS для передачи сигналов синхронизации времени в ИЭУ с использованием Simple Network Time Protocol (SNTP).



Рисунок 3 - GPS-часы

– Преобразователи аналоговых сигналов;

Сплит-модули собирают сигналы для различных предметов оборудования и преобразователей. Эти сигналы затем передаются через шину процесса на другие устройства. Единица слияния представляет собой интерфейс между традиционными аналоговыми сигналами и контроллерами отсеков и защитными реле.



Рисунок 4 - Преобразователь аналогового сигнала

– Электронные волоконно-оптические трансформаторы тока и напряжения;

Растущей тенденцией в цифровой подстанции является использование оптических преобразователей тока и напряжения (иногда называемых нетрадиционными измерительными трансформаторами – NCIT). Эти устройства работают путем измерения изменений оптических характеристик

волокон в присутствии электрического и магнитного полей. Преобразователи способны измерять ток и напряжение.

Поскольку сигналы генерируются и передаются с использованием оптического волокна, сигналы преобразователя не подвержены проблемам падения напряжения и электромагнитным помехам, которые могут повлиять на обычное оборудование. Оптические преобразователи также имеют меньший размер, имеют улучшенные линейные характеристики и более точно воспроизводят первичный сигнал.



Рисунок 5 - Магнитооптический трансформатор тока

– Цифровая измерительная система нового поколения цифровой подстанции.

Новое поколение цифровой подстанции представляет собой краткое изложение и усовершенствование более ранних цифровых подстанций за последние 5 лет. В рамках функции работы подстанции система учета электроэнергии должна адаптироваться к требованиям интеллектуальной подстанции нового поколения, которая является более интеллектуальной, полной цифровой технологией, объединена в сеть и интегрирована. Благодаря возможностям оцифрованного, простого обмена информацией и совместного использования оборудования цифровая измерительная система является неизбежным выбором для интеллектуальной подстанции нового поколения. Настоящая статья является первой литературой, которая представляет концепцию и структуру цифровой измерительной системы.

Подробно представлены состав и технические характеристики измерительной системы Цифровой подстанции нового поколения.

В качестве одной из важных составляющих разработки интеллектуальных сетей интеллектуальная подстанция использует передовые, надежные, интегрированные, низкоуглеродистые и экологически чистые устройства и дизайн. Благодаря качествам оцифровки всей информации о станции, созданию сети коммуникационной платформы, стандартизации обмена информацией, интеграции системных функций, компактному дизайну структуры, интеллектуальному высоковольтному оборудованию и визуализации состояния работы, интеллектуальная подстанция может поддерживать энергосистему для реализации реального времени, анализа и контроля времени, а также повышения надежности работы и экономии.

Оцифрованные, сетевые, стандартизованные и интегрированные функции интеллектуальной подстанции не только влияют на проектирование и настройку вторичных систем, таких как системы защиты, измерения и управления, но также влияют на измерительные системы подстанции. С 2009 года в Китае было построено строительство интеллектуальной подстанции, в ранней системе учета интеллектуальной подстанции использовался традиционный трансформатор, цифровой уровень не так высок, и интеграция с другими вторичными системами не настолько глубока, что ограничивает обмен информацией между различными службами интеллектуальной подстанции и влияет на уровень интеллекта. По сравнению с более ранними интеллектуальными подстанциями интеллектуальная подстанция нового поколения выдвигает более высокие требования к интеллектуальному, оцифрованному и интегрированному уровню. Цифровая измерительная система должна отвечать общим требованиям интеллектуальной подстанции нового поколения с более комплексной интеллектуальной, оцифровкой и интеграцией.

Благодаря функции оцифровки цифровая измерительная система

нацелена на измерение и сбор электрической энергии в какой-либо точке измерения, она состоит из цифрового устройства учета электроэнергии для учета мощности и терминала сбора энергии для сбора энергии.

«Преимущества цифровой измерительной системы:

– Цифровой сигнал передается цифровой измерительной системой, поэтому нет ошибки, вызванной вторичным падением напряжения из-за подключения вторичного кабеля, погрешность счетчика электроэнергии снижается для накопления электрической энергии - это чистый численный расчет поэтому составная ошибка цифрового измерительного устройства зависит только от трансформатора и блока слияния и, следовательно, будет значительно уменьшена;

– Оцифровка и сетевые функции, унифицированный протокол МЭК 61850, один и тот же источник данных и путь сбора данных с другими вторичными системами, такими как система защиты, измерения и управления, все это позволяет цифровой системе измерения легко реализовать обмен данными и интеллектуальную разведку программного обеспечения, а также совместное использование аппаратных ресурсов;

– Для полной цифровой измерительной системы электронный трансформатор с преимуществами малогабаритных, ненасыщенных, широкополосных и т. Д. Может расширить ширину спектра системы и будет более подходящим для измерения гармонических и ударных нагрузок.

Цифровой измеритель электрической энергии» [29].

Цифровое устройство измерения электрической энергии состоит из трансформатора, блока слияния и цифрового входного счетчика электроэнергии, оно отличается от традиционных, и вместо электрического кабеля используется оптический кабель для подключения блока слияния и цифрового входного счетчика электроэнергии, поэтому падение напряжения, вызванное вторичным кабелем, может быть уменьшено и в результате приведет к суммарному уменьшению ошибок. Эта статья придерживается разных взглядов с предыдущими записями и полагает, что электронный

трансформатор не является отличительной чертой цифрового измерительного устройства, электронного трансформатора и традиционного трансформатора только по-разному воспринимает и различает степень оцифровки. В этой статье цифровое устройство измерения электрической энергии классифицируется на полные цифровые и половинные цифровые в соответствии с различными сигнальными датчиками.

Блок измерения сигнала полного цифрового измерительного устройства является электронным трансформатором. Между трансформатором и блоком слияния и между блоком слияния и цифровым входным электрическим счетчиком напряжение и ток передаются в виде сетевых пакетов, которые содержат дискретные выборочные значения через разные протоколы.

«Электронный трансформатор воспринимает первичное напряжение и ток и передает выбранное значение для слияния блока в виде пакета по протоколу МЭК 60044 после сбора и обработки пакета путем объединения блока, он будет собран в новый сетевой пакет по протоколу МЭК 61850-9-2, а затем передаются на цифровой входной счетчик электроэнергии уровня отсека с помощью точечного или высокоскоростного режима Ethernet после завершения обработки и расчета данных, накопление электроэнергии в точке измерения завершается» [14].

Единица измерения сигнала полуцифрового измерительного устройства является традиционный электромагнитный трансформатор, традиционные аналоговые сигналы напряжения и тока передаются между трансформаторами и блоком слияния.

Традиционный трансформатор преобразует большой ток и напряжение в малые сигналы номинального напряжения 57,5 В, а номинальный ток 1А или 5А, модуль слияния аналоговых входов выбирает данные равномерно. Затем устройство передает сигналы и накапливает мощность так же, как и полный цифровой.

## **1.7 Протокол МЭК 61850**

Международная электротехническая комиссия (МЭК) является международной организацией по стандартизации, которая готовит и публикует Международные стандарты для всех электрических, электронных и связанных с ними технологий, которые все вместе называются «электротехника». Стандарты МЭК охватывают широкий спектр технологий производства, передачи и распределения электроэнергии для бытовой техники и офисного оборудования, полупроводников, волоконной оптики, батарей, солнечной энергии, нанотехнологий и морской энергии, а также многих других. ИЕС также управляет тремя глобальными системами оценки соответствия, которые удостоверяют соответствие оборудования, системы или компонентов своим международным стандартам.

В уставе МЭК учтены все электротехнологии, включая производство и распределение энергии, электронику, магнитотехнику и электромагнетизм, электроакустику, мультимедиа, телекоммуникационные и медицинские технологии, а также связанные с ними общие дисциплины, такие как терминология и символы, электромагнитная совместимость (его Консультативным комитетом по электромагнитной совместимости, АСЕС), измерение и производительность, надежность, дизайн и разработка, безопасность и окружающая среда.

Без стандартов мы возвращаемся к 1990-м годам, когда патентованные решения привели к тому, что система одного производителя не могла общаться с чужими. В то время продукты были установлены с модулями сетевого интерфейса (NIM), чтобы сделать минимальную информацию доступной для центров управления сетью. Сегодня индустрия может оценить видение Джона Бургера от American Electric Power, который начал движение на рынке США, чтобы перенести отрасль на общий стандарт. История инициативы EPRI LAN для USA по МЭК 61850 – совершенно другая статья, но то, что перешло за последние 20 лет, изменило ландшафт для современных и будущих систем управления.

Широкомасштабное внедрение цифрового обмена сообщениями для связи внутри подстанции возможно только в том случае, если оно основано на общем стандарте. В противном случае мы вернемся к 1990-м годам, когда информация была фрагментарной и фрагментированной, с взаимно несовместимой сигнализацией, создающей ассортимент сообщений в силовых или островах автоматизации. МЭК 61850, «Сети связи и системы автоматизации энергоснабжения» - это не просто протокол, а скорее всеобъемлющий стандарт, определяющий коммуникационную архитектуру и философию, которые определяют, как следует описывать функциональность устройств подстанции, как они должны взаимодействовать друг с другом, что они должны общаться и как быстро это сообщение, должно быть. Все это имеет важное значение для обеспечения совместимости с несколькими поставщиками и реализации преимуществ действительно цифровой подстанции.

«МЭК 61850 определяет две основные иерархии связи внутри подстанции для обмена информацией между устройствами и от устройства к интерфейсу зондирования в основном оборудовании. Для связи между устройствами стандартная часть стандарта МЭК 61850-8-1, также известная как шина на уровне станции, может быть обобщена в качестве необходимых требований для межсетевых соединений и связи с внешним миром. Начиная с первоначального выпуска стандарта МЭК 61850 в 2004 году, станционная шина принесла основное преимущество стандарту и была широко реализована большинством поставщиков, заинтересованных в поддержке меняющейся мировой среды. Шина на уровне станции обеспечивала средства для общей архитектуры, предназначенные для взаимодействия между поставщиками, а также значительное сокращение медных проводов путем внедрения незапрашиваемой одноранговой связи устройства. Также известный как обмен сообщениями об универсальной объектно-ориентированной подстанции (GOOSE), он основан на упрощенной технологии Ethernet, используемой в условиях жесткой подстанции» [13].

Цифровая подстанция начинается со стандарта МЭК 61850 «Коммуникационные сети и системы на подстанциях». Это международный стандарт, регулирующий связь, SCADA и системы автоматизации на подстанциях. Это основа и каркас, вокруг которых построена цифровая подстанция.

Стандарт состоит из десяти частей, и структура суммируется следующим образом:

- Части с 1 по 3 – это обзор и руководство по пониманию стандарта, а также общие правила;
- Часть 4 – управление проектами продуктов и тендеров для установки IEC 61850;
- Часть 5 и 6 – детализируют требования к коммуникации и используемый язык;
- Часть 7 – содержит подробную информацию о моделях данных и транзакциях, используемых стандартом;
- Части 8 и 9 – определить необходимые отображения для станции и шины процесса;
- Часть 10 – содержит инструкции по проведению испытаний на соответствие требованиям стандарта IEC 62850.

### **1.7.1 МЭК 61850: важнейший технологический инструмент.**

«Современные датчики и другие интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) должны быть подключены для связи внутри подстанции и большей сетчатой системы. Раньше было много разных протоколов, требующих больших усилий, чтобы заставить их общаться друг с другом. Недостаточная стандартизация, страх ухудшения надежности и недостаточная отдача от инвестиций замедлили появление полностью цифровой подстанции. Но сегодня стандарт МЭК 61850 позволяет облегчить взаимодействие между различным оборудованием и поставщиками.

Внедренный в 2004 году стандарт МЭК61850 все чаще принимается во

всем мире, поскольку его основной задачей является обеспечение взаимодействия между оборудованием, поставляемым различными поставщиками. IEC 61850 продолжает развиваться и охватывать потребности, идентифицируемые группой пользователей отрасли (UCA UG), гарантируя, что он удовлетворяет всем потребностям подстанции. МЭК 61850 быстро обогащается по мере добавления новых областей применения, в первую очередь МЭК 61850-8-1 и МЭК 61850-9-2.

Это позволяет полностью оцифровывать сигналы на подстанции, чтобы можно было управлять и передавать большие объемы данных для управления современной сетью в реальном времени – более разумной сеткой.

МЭК 61850-8-1.

МЭК 61850-8-1 является стандартом для станционной шины. Он определяет средства для генерации и представления отчетов, на которые могут быть подписаны другие устройства и HMI (интерфейсы человеко-машинного интерфейса), а также способ связи между одноранговыми узлами. Последнее достигается обменом сообщениями GOOSE между устройствами в локальной сети (локальной сети).

МЭК 61850-9-2.

МЭК 61850-9-2 является частью стандарта, который вводит в действие технологию нетрадиционного инструментального трансформатора, нарушая ограничения обычных ТТ и НТ. Это особенно важно для шины процесса, поскольку она описывает, как аналоговые сигналы, такие как фазные токи и напряжения, могут быть обменены в качестве выборочных значений» [31].

### **1.7.2 Адаптивная работа микро-сети на основе МЭК 61850**

Автоматическое определение нового оборудования после его интеграции и корректировка стратегии работы для реализации функциональности "подключи и играй" становятся необходимыми для операций микро-сети

В целях улучшения и совершенствования функции «подключи и играй» микросети с увеличенным объемом оборудования с различными информационными протоколами и более разнообразными системными приложениями в этой статье представлено решение для адаптивной работы микросетей на основе МЭК 61850 и предлагается дизайн и конкретные методы реализации функции «подключи и играй» микросетевой функции и преобразования режима работы системы, используя стандартную информационную модель МЭК 61850 микросети. Для проверки осуществимости и обоснованности предлагаемого решения выполняются фактические эксплуатационные испытания на основе разработанной тестовой платформы IED и микросетей. Результаты тестов показывают, что решение может автоматически идентифицировать информационную модель оборудования МЭК 61850 после ее интеграции, разумно настроить стратегии работы для адаптации к новым состояниям системы и добиться надежного режима работы системы.

Распределенные энергетические ресурсы (РЭР), такие как чистая возобновляемая энергия и комбинированная теплоэнергетика (ТЭЦ), становятся актуальными в текущем исследовании энергии. Как своего рода организационная форма РЭР с широкими перспективами развития, микросети могут эффективно управлять ветроэнергетикой (ВЭ), фотоэлектрической системой (ФС), устройствами хранения энергии и контролируемые нагрузки и обеспечивать два вида режима работы, включая автономный режим и режим подключения к сети. Благодаря своей технологии оптимизации энергопотребления и оптимизации работы микросети могут использоваться для повышения надежности источников

питания, эффективного использования энергии и улучшения возможностей интеграции возобновляемых источников энергии.

В настоящее время в микросетях есть много типов оборудования, включая РЭР, устройства мониторинга и устройства защиты с различными информационными интерфейсами и протоколами связи. Под влиянием некоторых неопределенных факторов, таких как сложный график работы и периодические колебания мощности возобновляемой энергии, это оборудование может быть введено в действие или часто отключается. Если большое количество оборудования вводится в эксплуатацию с использованием нескольких протоколов, системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) / системы управления энергопотреблением (EMS) не могут автоматически идентифицировать характеристики устройства или корректировать стратегии работы для адаптации к новым состояниям системы. Поэтому для микросети нужна функция «подключи и работай», чтобы сократить время конфигурации системы во время интеграции оборудования, чтобы повысить эффективность системной интеграции. С другой стороны, микрорешетки могут преобразовывать свои режимы работы, такие как преобразование из автономного режима в режим, связанный с сеткой, и наоборот в соответствии с эксплуатационными требованиями, а также требуется быстрый и надежный контроль разнообразного оборудования во время преобразования в обеспечить стабильную работу микросети. Поэтому для создания стандартизированной информационной системы с функциями «подключи и играй» и быстрого обмена информацией и дальнейшего эффективного управления оборудованием имеет положительное значение для работы микросетей.

МЭК 61850 использует технологию объектно-ориентированного моделирования и гибкую коммуникационную архитектуру и предоставляет стандартизированный системный язык, семантику, сервис, протокол и архитектуру для удовлетворения требований совместимости и

расширяемости для различных приложений. МЭК 61850 становится эффективным решением для информационного моделирования и микросетки «подключи и играй» с уменьшенной сложностью и стоимостью системной интеграции. Кроме того, благодаря механизму передачи данных и публикации / подписки в реальном времени, МЭК 61850 также может поддерживать быстрый контроль для реализации режимов работы микросетей. В настоящее время исследования по применению МЭК 61850 в микросетях предоставляют соответствующую информационную модель и методы реализации функций «подключи и играй» для информационного моделирования и отображения информации типичного оборудования с участием PV, топливных элементов, WP и электрических транспортных средств (EVs), проектирование интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) в качестве универсальных шлюзов в отсеке уровня МЭК 61850, экономическое планирование микросетей и иерархическое управление на основе МЭК 61850. В справочнике представлено облачное решение «подключи и играй» для РЭР следующего поколения, построенное на стандарте МЭК 61850 для упрощения связи и взаимодействия между РЭР и системными операторами, а централизованная конфигурация в сочетании с поведением «подключи и играй» может управлять и контролировать ресурсы с небольшим взаимодействием с пользователем. Ссылка представляет новое сопоставление протокола связи для МЭК 61850 на основе профилей устройств для веб-сервисов, чтобы обеспечить вертикальную автоматизацию в сетях распределения энергии, и эта работа позволяет достичь возможности «подключи и работай», чтобы информация могут использоваться в одной сети независимо от любой реализации или производителя. Ссылка разрабатывает новую платформу промежуточного программного обеспечения для микросетей, интегрирующую сервис-ориентированную архитектуру на уровне устройства на базе МЭК 61850, чтобы значительно облегчить стандартизацию РЭР и управление микросетью, совместимую со стандартами, и представленное сопоставление промежуточного

программного обеспечения демонстрирует расширяемость стандарта МЭК 61850 и обеспечивает доказательство концепции для систем РЭР «подключи и играй».

Однако существующие модели МЭК 61850 имеют относительно предварительные структуры и еще не могут обеспечить идеальные функции «подключи и играй» для микросетей, которые становятся все более сложными. Трудно автоматически идентифицировать важную информацию об оборудовании и достичь регулировки управления, а также ряд стратегий работы системы, включая оптимальную работу, а плавный переход должен быть скорректирован вручную, а не автоматически настроен после новой интеграции РЭР. Учитывая сложную функцию и разнообразное новое оборудование микросети, соответственно необходимо улучшить их модели МЭК 61850 и функцию «подключи и играй», иначе будет сложно реализовать координацию системы. Поэтому для решения этой проблемы в настоящем документе представлено решение для работы микросетей на базе МЭК 61850, устанавливается информационная модель типичного микросетевого оборудования, затем подробно описывается функция «подключи и работай» и режим работы, Кроме того, осуществимость и обоснованность предлагаемого решения проверяются с использованием разработанной тестовой платформы IED и микросетей.

Энергосистема - это физическая основа для реализации функции микросетевого элемента, и она состоит из блоков распределенной генерации (например, ФС, ЭВ и СЖиС), блоков нагрузки, блоков хранения энергии и вспомогательных устройств. В соответствии с управляемостью выходной мощности система хранения энергии батареи (Система накопления энергии батареи) и СЖиС относятся к планируемым РЭР между микросетями РЭР, в то время как возобновляемые источники энергии, такие как ФС и ЭВ, относятся к незапланированным РЭР из-за их неопределенности и выходной мощности случайность, подверженная воздействию природных факторов. Каждый РЭР обращается к шине микросетевой шины через выключатель или

защитный переключатель, как показано на рисунке 1, а микросегмент соединяется с сеткой коммутации с помощью коммутатора соединения общего соединения (Точка общего соединения). Когда коммутатор межсетевого соединения ТОС закрывается, микросегмент обращается к сетке утилиты и преобразуется в режим, связанный с сеткой. Когда коммутатор разомкнут, микросетка отделена от сетки и преобразуется в автономный режим.

«Согласно МЭК 61850, информационная система микросетевой сети может быть разделена на уровень станции, уровень секции и уровень процесса. МЭК 61850-7-420 предоставляет информационную модель и ЛУ для типичных РЭР на уровне процесса, включая точки электрического соединения (ЭТП), контроллеры, генераторы, преобразователи энергии, преобразователи постоянного тока (например, выпрямители, инверторы) и вспомогательные системы (такие как измерительные устройства, устройства защиты). МЭК 61850 7-1, 7-2, 7-3 и 7-4 дополнительно обеспечивают модельный принцип, АИСС, ОКД и ЛУ физического оборудования, соответственно. МЭК / TR 61850-90-7 дает объектные модели МЭК 61850 инверторов для систем хранения энергии. На основе ранее упомянутых стандартов может быть достигнуто информационное моделирование микросетевого оборудования на уровне процесса.

Уровень секции состоит в основном из S-узлов. Как показано на рисунке 1, каждый S-узел является ИЭУ, отвечающим за обмен информацией между уровнем станции и уровнем процесса. С одной стороны, S-узел принимает и анализирует информацию о состоянии и измеренные значения с уровня процесса, а затем передает их на уровень станции. С другой стороны, S-узел принимает и анализирует элементы управления и настройки с уровня станции, а затем передает их на уровень процесса для управления оборудованием микросетевого оборудования. МЭК 61850 7-4 предоставил основные ЛУ для контроля, мониторинга, защиты и других функций, поэтому S-Узел может создавать информационную модель в соответствии с

требованиями приложений оборудования.

Уровень станции может быть системой управления микросетевой сетью, которая отвечает за мониторинг работы микросетей, контроль стабильности и оптимизацию энергии, а также обмен инструкциями планирования и управления поколением с центром планирования. МЭК 61850-6 представляет язык конфигурации подстанций (ЯКП) и рабочие процедуры ЭИУ и инструмента настройки, а также обеспечивает общую структуру для микросети, включая оборудование на уровне процесса, S-узлы на уровне отсека и систему связи» [30].

### **Выводы по разделу 1**

Современные цифровые подстанции преодолевают многие проблемы благодаря стандартизированным оптоволоконным коммуникационным шинам и датчикам, интегрированным в первичный высоковольтный аппарат. Высокоточные аналоговые датчики напряжения и тока заменяют тяжелые и громоздкие трансформаторы тока и напряжения. Выходные сигналы этих датчиков отбираются и оцифровываются с помощью высокоточной электроники непосредственно на датчике. Оттуда эти цифровые сигналы передаются на оборудование управления и защиты подстанции с помощью коммуникационных шин на основе стандартных технологий Ethernet.

Существует 3 иерархических уровней системы автоматизации объекта, которая основывается на технологии «Цифровая подстанция». Первый уровень – полевой (уровень процесса), второй уровень – уровень присоединения и третий уровень – стационарный.

Цифровая подстанция автоматически контролирует состояние первичного и вторичного оборудования. Информация из служб мониторинга и диагностики, извлеченная из датчиков, предоставляется на стационарном уровне и на уровне присоединения с помощью системы управления активами. Это позволяет коммунальным предприятиям переходить от обычных процедур обслуживания на основе времени к обслуживанию на основе условий. Современные центры здоровья активов связывают состояние

активов с их относительной важностью в энергосистеме и прокладывают путь к стратегиям обслуживания, ориентированным на надежность. Это, наконец, позволит операторам сосредоточить ресурсы на тех активах, которые наиболее важны для системы, и соответствующим образом создать организацию и процедуры. Цифровые подстанции в результате окажут поддержку коммунальным предприятиям в повышении надежности их системы и в то же время снижении эксплуатационных расходов.

Учитывая существующий стандарт МЭК 61850 и его применение на технологической шине, тенденция к цифровой подстанции начинает ускоряться, следуя глобальной тенденции к оцифровке. Цифровые подстанции станут одним из ключевых стратегических элементов гибких интеллектуальных сетей, необходимых для безопасной и стабильной интеграции прерывистых возобновляемых источников энергии.

## **2 Расчет цифровой подстанции**

### **2.1 Характеристика объекта**

В городе Тольятти за Автозаводским районом начинается строительство нового жилого микрорайона. Данный микрорайон будет включать в себя:

- 15 детских садов
- 10 школ
- 4 гипермаркета
- 2 интерната ( для взрослых и детей)
- Поликлиника
- Спортзалы
- Кинотеатр
- Рестораны и кафе
- Гостиница
- Пожарная часть
- Библиотека
- Станция скорой помощи

Суммарная площадь данных объектов составит более 1500000 м<sup>2</sup>.

Место, где будет располагаться микрорайон показан на рисунке 6.

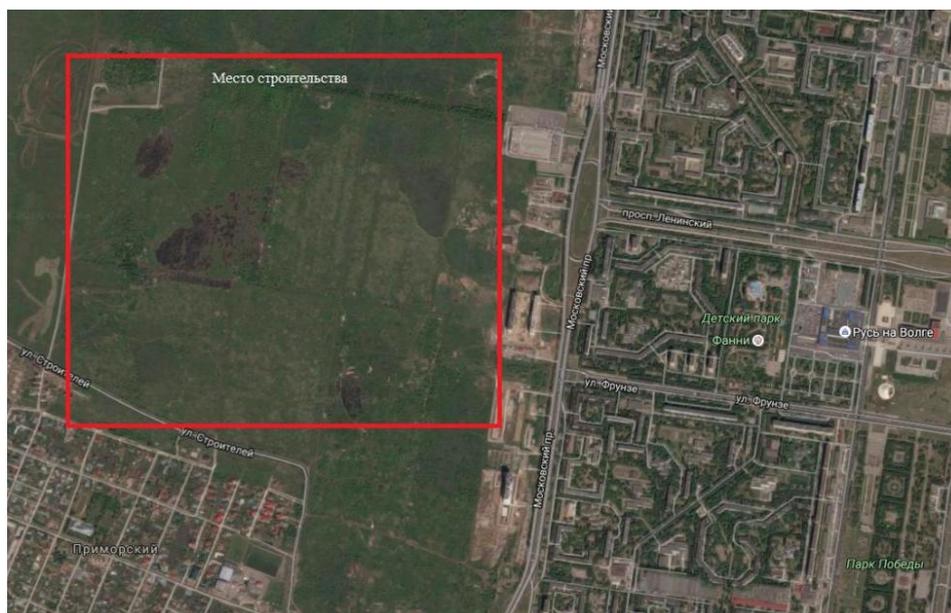


Рисунок 6 – Месторасположение микрорайона

Самой близкой к новому микрорайону электрической подстанцией является подстанция «ВАЗ-ВИМ» 35/6 кВ. Микрорайон это очень большой потребитель, поэтому подстанция «ВАЗ ВИМ» не сможет присоединить к себе данного потребителя. Эта подстанция имеет устаревшее оборудование и их трансформаторы не рассчитаны на такую мощность. Для того чтобы выполнить закон об энергоэффективности, а так же для дальнейшего подключения дополнительных потребителей следует заменить подстанцию «ВАЗ ВИМ» на новую – цифровую подстанцию.

Все потребители микрорайона имеют максимальную расчетную мощность 17000 кВт и коэффициент мощности равный  $\cos \varphi = 0,9$ . А потребители подстанции «ВАЗ-ВИМ» имеют мощность 9000 кВт и коэффициент мощности равный  $\cos \varphi = 0,9$ . Годовой график нагрузки нового микрорайона и годовой график подстанции «ВАЗ-ВИМ» представлены на рисунках 7 и 8 соответственно.

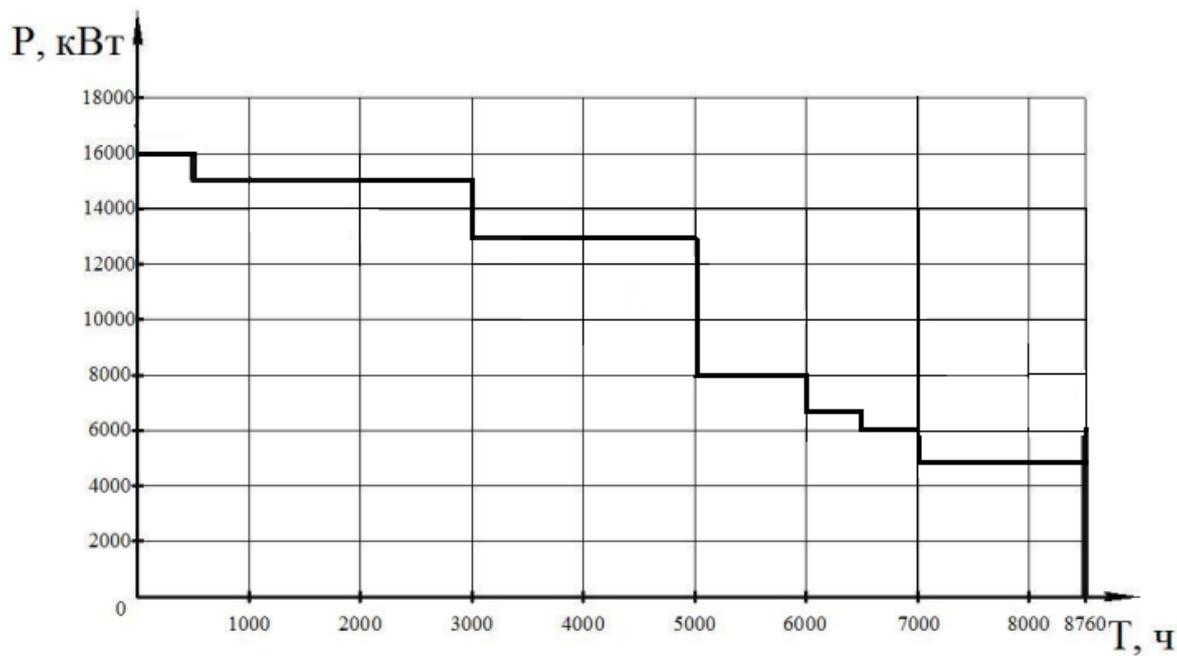


Рисунок 7 – Годовой график нагрузки нового микрорайона

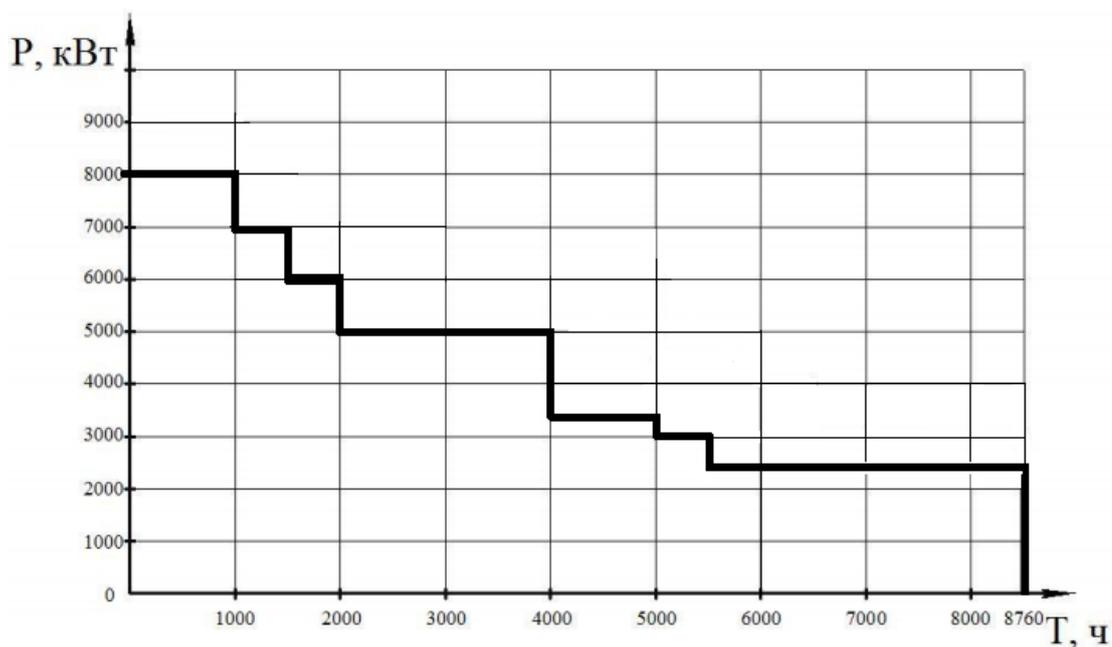


Рисунок 8 – Годовой график нагрузок подстанции «ВАЗ-ВИМ»

## 2.2 Расчет электрических нагрузок цифровой подстанции

Для каждой ступени определим полную мощность потребителей:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}$$

В таблицах 1 и 2 представлены значения полной и активной мощности для каждого потребителя.

Таблица 1 – Нагрузка потребителей подстанции «ВАЗ ВИМ»

Ступень	1	2	3	4	5	6	7
Т, ч	1000	500	500	2000	1000	500	3260
Р, МВт	8	7	6	5	3,5	3	2,5
cos φ	0,9						
S, МВА	8,8	7,7	6,6	5,5	3,8	3,3	2,7

Таблица 2 – Нагрузка микрорайона

Ступень	1	2	3	4	5	6	7
Т, ч	500	2500	2000	1000	500	500	1760
Р, МВт	16	15	13	8	7	6	5
cos φ	0,9						
S, МВА	17,7	16,6	14,4	9,9	8,8	7,7	6,6

При сложении ступеней мощностей получаем график суммарных нагрузок, показанный на рисунке 9.

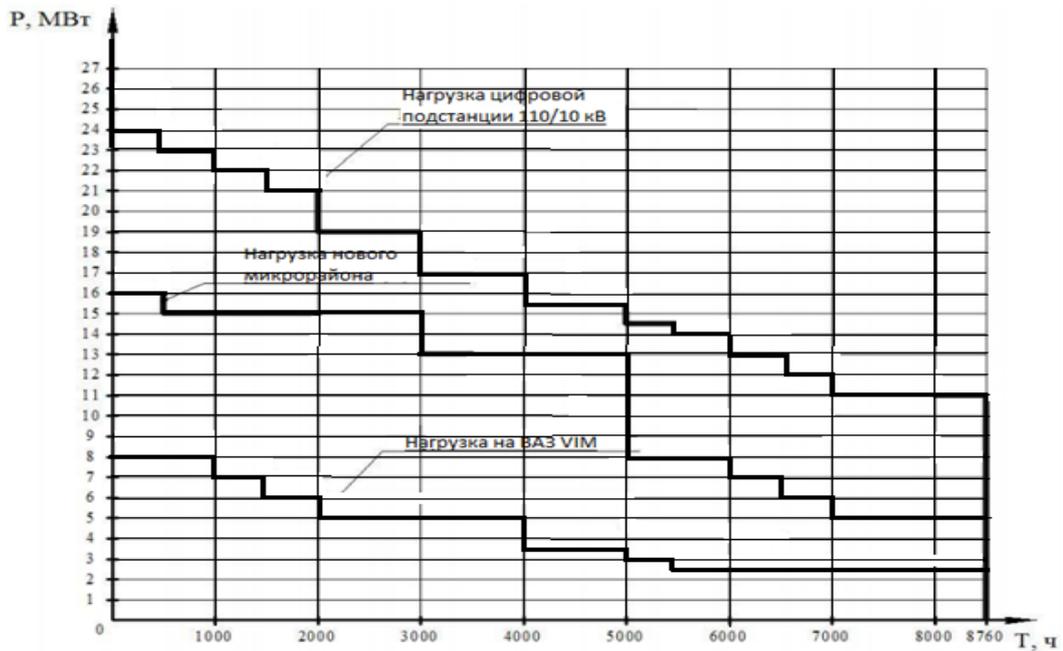


Рисунок 9 – Суммарный годовой график нагрузок

Из-за того что  $\cos \varphi$  у всех потребителей одинаковый, то суммарную полную мощность можно рассчитать через суммарную активную мощность потребителей:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}$$

В таблице 3 представлены полученные значения общей нагрузки.

Таблица 3 – Суммарная нагрузка на цифровой подстанции

Ступень	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T, ч	500	500	500	500	1000	1000	1000	500	500	500	500	1760
P, МВт	24	23	22	21	19	17	15,5	14,5	14	13	12	11
S, МВА	26,6	25,5	24,4	23,3	21,1	18,8	17,2	16,1	15,5	14,4	13,3	12,2

Далее определяем потребляемую электроэнергию на подстанции:

$$W_{ПС} = \sum_{i=0}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} = 24 \cdot 500 + 23 \cdot 500 + 22 \cdot 500 + 21 \cdot 500 + 19 \cdot 1000 + 17 \cdot 1000 + 15,5 \cdot 500 + 14,5 \cdot 500 + 14 \cdot 500 + 13 \cdot 500 + 12 \cdot 500 + 11 \cdot 1760 = 161970 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}} = \frac{161970}{24} = 6749 \text{ ч}$$

### 2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для выбора числа и мощности трансформаторов следует определить номинальную мощность:

$$S_{T.\text{ном}} \geq \frac{S_{\max.\text{ПС}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}}(n-1)} = \frac{26,6 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 15,2 \text{ МВА}$$

По результатам полученного значения ST ном выбираем два трансформатора больших по мощности. Данные выбранных трансформаторов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные выбранных трансформаторов

Наименование	$S_H$ , кВА	Потери, кВт		Ук, %	I <sub>хх</sub> , %
		ХХ	КЗ		
ТРДН25000/110/10	25000	19	120	30	0,23
ТРДН40000/110/10	40000	22	170	10,5	0,28

### Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов

**Вариант А** ТРДН-25000/110/10.

Определим напряжение короткого замыкания обмотках трансформатора:

ТРДН-25000/110/10:

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot U_{к} = 0,125 \cdot 30 = 3,75\%$$

$$U_{к.н.} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к} = 1,75 \cdot 30 = 52,5\%$$

Рассчитаем потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток: ТРДН-25000/110/10:

$$P_{к.в} = 0$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{кз} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания: ТРДН-25000/110/10:

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{н} = \frac{3,75}{100} \cdot 25000 = 937,5 \text{ квар}$$

$$Q_{к.н1.} = Q_{к.н2.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{н} = \frac{52,5}{100} \cdot 25000 = 13130 \text{ квар}$$

Найдем приведённые потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток: ТРДН-25000/110/10:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{III} + Q_{к.в.} = 0,05 \cdot 937,5 = 46,875 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н.} + K_{III} + Q_{к.н.} = 240 + 0,05 \cdot 13130 = 896,25 \text{ кВт}$$

Определим коэффициенты загрузки: ТРДН-25000/110/10:

$$k_{з.в} = \frac{S_{вн}}{S_{н}} = \frac{28,8}{25} = 1,156$$

$$k_{з.н1} = \frac{S_{нн1}}{S_{н}} = \frac{10}{25} = 0,4$$

$$k_{з.н2} = \frac{S_{нн2}}{S_{н}} = \frac{18,889}{25} = 0,756$$

Потери реактивной мощности XX составляют: ТРДН-25000/110/10:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_n = \frac{0.23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар}$$

Найдем приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода: ТРДН-25000/110/10:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{III} \cdot Q_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,875 \text{ кВт}$$

Произведём расчёт приведённых потерь мощности: ТРДН-25000/110/10:

$$P'_T = P'_x + k_{з.б}^2 \cdot P'_{к.б.} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2} = 21,875 + 1,156^2 \cdot 46,875 + 0,4^2 \cdot 896,25 + 0,756^2 \cdot 896,25 = 739,511 \text{ кВт}$$

Найдем, сколько составляет экономическая нагрузка трансформаторов: ТРДН-25000/110/10:

$$S_{э.пс} = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_K}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{21,875}{896,25}} = 5524 \text{ кВА}$$

На всех ступенях полная мощность нагрузки превышает экономическую нагрузку трансформатора. Используем оба трансформатора на всех ступенях.

Используем оба трансформатора на всех ступенях. Потери электроэнергии на подстанции определим по формулам:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.б.i} + \sum \Delta W_{к.с.i} + \sum \Delta W_{к.н.i} +$$

$$\sum \Delta W_{xi} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i$$

$$\sum \Delta W_{ki} = \sum \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{з.i}^2 \cdot T_i$$

$$k_{з.i} = \frac{S_i}{S_n}$$

Найдём стоимость 1 кВт · ч электроэнергии:

$$C_s = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{441}{5783} + 1,17 = 1,246 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим стоимость годовых потерь в трансформаторах: ТРДН-25000/110/10:

$$I_s = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_s = 1885675,222 \cdot 1,246 = 2349551,327 \text{ руб}$$

Годовые отчисления определим по формуле: ТРДН-25000/110/10:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 70500000 = 6627000 \text{ руб}$$

Рассчитаем годовые эксплуатационные издержки: ТРДН-25000/110/10:

$$I = I_s + I_o = 2349551,327 + 6627000 = 8976551,327 \text{ руб}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора: ТРДН-25000/110/10:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I = 0,15 \cdot 70500000 + 8976551,327 = 19551551,327 \text{ руб}$$

**Вариант Б ТРДН-40000/110/10.**

Напряжение короткого замыкания на соответствующих обмотках трансформатора:

ТРДН40000/110/10:

$$U_{\text{к.в.}} = 0,125 \cdot U_{\text{к}} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%$$

$$U_{\text{к.н.}} = 1,75 \cdot U_{\text{к}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%$$

Рассчитаем потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток:

ТРДН40000/110/10:

$$P_{\text{к.в.}} = 0$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{кз} = 2 \cdot 170 = 340 \text{кВт}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

ТРДН40000/110/10:

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_n = \frac{1,313}{100} \cdot 40000 = 525 \text{квар}$$

$$Q_{к.н1.} = Q_{к.н2.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_n = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{квар}$$

Найдем приведённые потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток:

ТРДН40000/110/10:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{III} + Q_{к.в.} = 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{кВт}$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н.} + K_{III} + Q_{к.н.} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{кВт}$$

Определим коэффициенты загрузки:

ТРДН40000/110/10:

$$k_{з.в} = \frac{S_{вн}}{S_n} = \frac{28,8}{40} = 0,722$$

$$k_{з.н1} = \frac{S_{нн1}}{S_n} = \frac{10}{40} = 0,25$$

$$k_{з.н2} = \frac{S_{нн2}}{S_n} = \frac{18,889}{40} = 0,472$$

Рассчитаем потери реактивной мощности холостого хода:

ТРДН40000/110/10:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_n = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{квар}$$

Затем рассчитаем приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

ТРДН40000/110/10:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{III} \cdot Q_x = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт}$$

Произведем расчёт приведённых потерь мощности:

ТРДН40000/110/10:

$$P'_T = P'_x + k_{3,6}^2 \cdot P'_{к.6} + k_{3,н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{3,н2}^2 \cdot P'_{к.н2} = 27,6 + 0,722^2 \cdot 26,25 + 0,25^2 \cdot 707,5 + 0,472^2 \cdot 707,5 = 243,281 \text{ кВт}$$

Определим экономическую нагрузку трансформаторов:

ТРДН-40000/110/10:

$$S_{э.пс} = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_K}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{707,5}} = 11173 \text{ кВА}$$

Определим стоимость годовых потерь в трансформаторах:

ТРДН40000/110/10:

$$I_s = \Delta W_{пс} \cdot C_s = 935410,9 \cdot 1,246 = 1165521,981 \text{ руб}$$

Годовые отчисления определим по формуле: ТРДН40000/110/10:

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 73320000 = 6892000 \text{ руб}$$

Рассчитаем годовые эксплуатационные издержки:

ТРДН40000/110/10:

$$I = I_s + I_o = 1165521,981 + 6892000 = 8057521,981 \text{ руб}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора:

ТРДН40000/110/10:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 73320000 + 8057521,981 = 19037521,981 \text{ руб}$$

По экономической целесообразности ТРДН-40000/110/10 выгоднее, чем ТРДН-25000/110/10 на 514000 руб. А стоимость годовых потерь у ТРДН40000/110/10 ниже на 1184000 руб. Таким образом, по технико-экономическим показателям и перспективам на развитие подстанции выбираем трансформатор ТРДН-40000/110/10.

«Данные трансформаторы будут оснащаться системой CoreTec с уникальными функциями для защиты, управления, мониторинга и диагностики трансформаторов. CoreTec™ интегрируется в систему по шине МЭК 61850.

CoreTec осуществляет постоянный мониторинг критически важных параметров трансформатора и учитывает их изменение во времени. Система имитирует возможные условия функционирования и предсказывает их влияние на жизненный цикл трансформатора. Система является модульной и масштабируемой с целью охвата существующих и будущих требований. Это обеспечивает более высокую функциональность в сравнении с другими похожими системами. Для CoreTec гарантируется отсутствие необходимости обслуживания на протяжении 15 лет. Устройство является компактным, простым в установке на новые и модернизируемые трансформаторы. Необходимы всего несколько датчиков, количество проводов минимально. Дополнительные устройства и программное обеспечение не требуются. Система отображает важные функциональные параметры через простой веб-интерфейс. CoreTec является интеллектуальным, безопасным и надежным решением для прогнозируемого управления графиком обслуживания трансформатора. Он подходит для большинства трансформаторов и может быть применен при их модернизации.

Главные особенности CoreTec

- Раннее обнаружение отклонений
- Помощь при перегрузке

- Оценка состояния
- Улучшенное планирование обслуживания
- Данные в режиме реального времени
- Удаленный доступ
- Длительное накопление и хранение данных
- Интеллектуальное прогнозирование состояния
- Продвинутое управление системой охлаждения» [4].

#### 2.4 Расчет токов короткого замыкания

С подстанции «Васильевская» 220/110/10 проходит питающая двухцепная линия. Длина этой линии 29,225 км, марка провода АС-150. У подстанции «Васильевская» имеется расчетная мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ, которая составляет 3750 МВА.

Для расчетов токов короткого замыкания следует составить принципиальную схему и схему замещения (рисунки 10 и 11). Для упрощения расчётов не принимаем в учёт активное сопротивление.

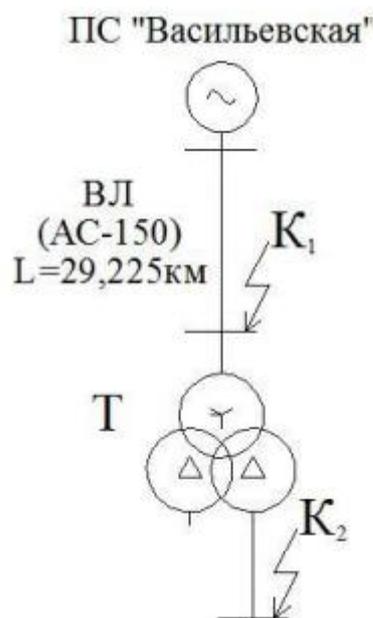


Рисунок 10 – Принципиальная схема

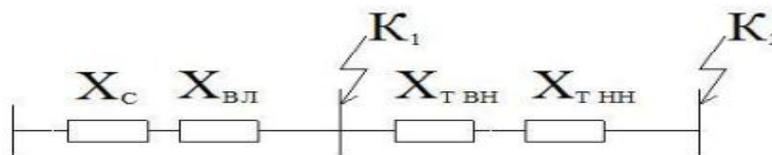


Рисунок 11 – Схема замещения

### Расчёт трёхфазного тока КЗ

Для расчета трехфазного тока КЗ примем базисную мощность  $S_b=100$  МВА. Рассчитаем базисный ток для каждой стороны напряжения:

$$I_{1\phi} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{2\phi} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Произведем расчёты сопротивлений всех элементов схемы замещения.

Расчеты системы:

$$X_c = \frac{S_b}{S_k} = \frac{100}{3750} = 0,027 \text{ о.е.}$$

Расчеты обмотки трансформатора:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{К.В.}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{К.Н.}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,459 \text{ о.е.}$$

Расчеты ВЛ:

$$X_{ВЛ} = \frac{1}{n} \cdot x_{y\phi} \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_{ВН}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,413 \cdot 29,225 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091 \text{ о.е.}$$

По результатам расчетов найдем результирующее сопротивление:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{ВЛ} = 0,027 + 0,091 = 0,118 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТН} = 0,118 + 0,033 + 0,459 = 0,61 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем начальные действующие значения периодических составляющих тока КЗ:

$$I_{кз1} = \frac{E_{\bar{6}}}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{1\bar{6}} = \frac{1}{0,118} \cdot 0,502 = 4,254 \text{ кА}$$

$$I_{кз2} = \frac{E_{\bar{6}}}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{2\bar{6}} = \frac{1}{0,61} \cdot 5,5 = 9,016 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\bar{1}} = \sqrt{2} \cdot I_{кз1} \cdot k_{y\bar{1}} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot 1,94 = 11,636 \text{ кА}$$

$$i_{y\bar{2}} = \sqrt{2} \cdot I_{кз2} \cdot k_{y\bar{2}} = \sqrt{2} \cdot 9,016 \cdot 1,94 = 24,662 \text{ кА}$$

### Расчет несимметричных токов КЗ

Для расчетов несимметричных токов КЗ следует составить схему замещения токов прямой последовательности ( рисунок 12)

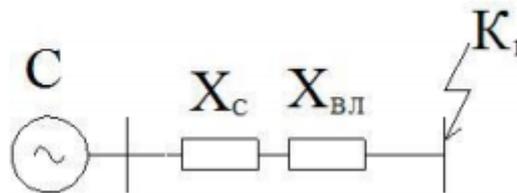


Рисунок 12 – Схема замещения токов прямой последовательности

По результатам предыдущих расчетов выпишем результирующее сопротивление прямой последовательности в точке К1:

$$X_1 = 0,118 \text{ о.е.}$$

Затем сделаем схему замещения обратной последовательности, представленную на рисунке 13.

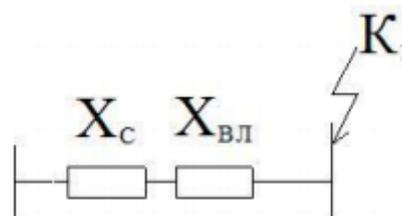


Рисунок 13 – Схема замещения токов обратной последовательности

Из рисунка 13 видно, что сопротивление обратной последовательности будет равно сопротивлению прямой последовательности:

$$X_2 = X_1 = 0,118 \text{ o.e.}$$

Отношение линии  $X_0/X_1$  для двухцепной линии равно 4,7. Рассчитаем сопротивление ВЛ для тока нулевой последовательности:

$$X_{0.ВЛ} = \left(\frac{X_0}{X_1}\right) \cdot X_{1.ВЛ} = 4,7 \cdot 0,091 = 0,428 \text{ o.e.}$$

После проведенных расчётов следует составить схему замещения токов нулевой последовательности, которая показана на рисунке 14.

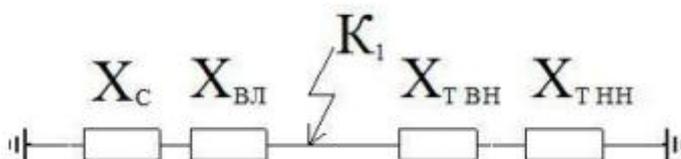


Рисунок 14 – Схема замещения токов нулевой последовательности

Исходя из рисунка 14 следует рассчитать результирующее сопротивление току нулевой последовательности в точке  $K_1$ :

$$X_0 = \frac{(X_C + X_{0.ВЛ}) \cdot (X_{ТВ} + X_{ТН})}{X_C + X_{0.ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}} = \frac{(0,027 + 0,428) \cdot (0,033 + 0,459)}{0,027 + 0,428 + 0,033 + 0,459} = 0,236 \text{ o.e.}$$

После расчета результирующего сопротивления току нулевой последовательности следует рассчитать добавочные сопротивления к каждому из видов КЗ:

$$X_{\Delta}^{(1)} = X_2 + X_0 = 0,118 + 0,236 = 0,354 \text{ o.e.}$$

$$X_{\Delta}^{(2)} = X_2 = 0,118 \text{ o.e.}$$

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0} = \frac{0,118 \cdot 0,236}{0,118 + 0,236} = 0,079 \text{ o.e.}$$

После проведения расчетов, необходимо рассчитать токи прямой последовательности:

$$I_1^{(1)} = \frac{E_{\sigma}}{X_1 + X_{\Delta}^{(1)}} = \frac{1}{0,118 + 0,354} = 2,119 \text{ o.e.}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\sigma}}{X_1 + X_{\Delta}^{(2)}} = \frac{1}{0,118 + 0,118} = 4,237 \text{ o.e.}$$

$$I_1^{(1,1)} = \frac{E_0}{X_1 + X_{\Delta}^{(1,1)}} = \frac{1}{0,118 + 0,079} = 5,076 \text{ о.е.}$$

После этого проведем расчет фазного коэффициента для двухфазного КЗ на землю:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Delta}^{(1,1)}}{X_{\Delta}^{(1)}}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,079}{0,354}} = 1,527$$

Затем следует приступить к расчетам токов несимметричных коротких замыканий:

$$I_{K3}^{(1)} = I_1^{(1)} \cdot m \cdot I_{10} = 2,119 \cdot 3 \cdot 0,502 = 3,191 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} = I_1^{(2)} \cdot m^{(2)} \cdot I_{10} = 4,237 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,502 = 3,684 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(1,1)} = I_1^{(1,1)} \cdot m^{(1,1)} \cdot I_{10} = 5,076 \cdot 1,527 \cdot 0,502 = 3,891 \text{ кА}$$

Вычислим ударные токи несимметричных коротких замыканий:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,191 = 8,755 \text{ кА}$$

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,684 = 10,107 \text{ кА}$$

$$i_{y0}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,891 = 10,675 \text{ кА}$$

Исходя из расчетов выяснили, что трехфазное КЗ является самым опасным, поэтому все остальные расчеты будут проводить используя значение трехфазного КЗ. Минимальным током короткого замыкания является ток однофазного КЗ на стороне ВН.

## 2.5 Выбор оборудования

Для того чтобы подобрать нужное оборудование, следует обратиться к справочникам и каталогам. В соответствии со справочником для всех расчетов принимаем:

- время затухания апериодической составляющей  $T_a = 0,12 \text{сек}$
- Время срабатывания релейной защиты  $t_{pz} = 0,01 \text{сек}$
- Экономическая плотность тока при  $TМ=5783$  ч для гибких, алюминиевых токопроводов  $j_g = 1 \text{сек}$ , для кабельных линий с поливинилхлоридной изоляцией  $j_c = 1,2 \text{сек}$

### Выбор оборудования на стороне высокого напряжения

#### Высоковольтные выключатели

Определим ток продолжительного режима, с учётом 40% перегрузкой

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{А}$$

Для цифровой подстанции 110/10 кВ выбираем инновационное решение в виде комбинированного выключателя-разъединителя LTB DCB 145. Данное решение позволит отказаться от двух отдельно стоящих разъединителей и снизить площадь подстанции более чем на 50%.

Вычислим расчетное время выключателя:

$$\tau = t_{pz} + t_{откл} = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{сек}$$

Для того чтобы убедиться в правильности выбора выключателя произведем проверку (таблица 5)

Таблица 5 – Проверка выключателя-разъединителя LTB DCB 145

Расчетные параметры	Параметры по каталогу
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{ном} = 145кВ$
$I_{max} = 281А$	$I_{ном} = 2000кА$
$I_{КЗ}^{(3)} = 4,254кА$	$I_{откл.ном} = 31,5кА$
$i_{yд} = 11,636кА$	$i_{прс} = 80кА$
$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot e^{\frac{0,03}{0,12}} = 4,608кА$	$i_{а.ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{нор}}{100}\right) \cdot I_{откл.ном} =$ $= \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100}\right) \cdot 31,5 = 22,274кА$
$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{откл.ном} + T_a) = 4,254^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 2,57кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,022 = 21,83кА^2 \cdot с$

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что выключатель-разъединитель LTB DCB145 подходит по всем требованиям.

### Выбор трансформаторов тока

Рассчитаем номинальный ток для ТТ:

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 318А$$

Трансформаторы тока и напряжения.

Выбор трансформаторов тока и напряжения производился из трех вариантов:

- Отечественные (ЗАО Профотек)
- Западные (NXTPhase NXVT)
- Китайские (Nari-Relays)

Выбор был сделан в пользу ЗАО Профотек, чтобы поддержать развитие отечественных технологий.

В качестве трансформаторов тока были выбраны – ТТОЭ (трансформатор тока оптический электронный), а в качестве трансформаторов напряжения – ДНЕЭ (Делитель напряжения емкостной электронный).

«Современные электронно-оптические трансформаторы тока и напряжения Профотек обеспечивают:

- Высокую пожаро- и взрывобезопасность;
- Высокую сейсмостойкость (9 баллов по MSK- 64);
- Оптические методы измерения параметров тока и напряжения;
- Полную гальваническую развязку, соответствие современным требованиям по ЭМС;
- Цифровую обработку сигналов и современные интерфейсы (соответствие стандарту МЭК 61580);
- Повышение безопасности эксплуатации для обслуживающего персонала;
- Повышение эксплуатационной безопасности вторичного оборудования за счет отсутствия возникновения высоких потенциалов при размыкании вторичных цепей;
- Снижение затрат на текущую эксплуатацию, отсутствие рисков возникновения перерывов электроснабжения потребителей;
- Высокую точность измерений» [16].

Проведем проверку выбранного трансформатора тока в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка трансформаторов тока и напряжения

Расчетные параметры	Параметры по каталогу
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{ном} = 110кВ$
$I_{ном} = 1000А$	$I_{ном} = 10 – 4000А$
$i_{уд} = 17,635кА$	$i_{прс} = 80кА$
$B_k = 20,47кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 50,43кА^2 \cdot с$

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что трансформатор тока ТТЭО и трансформатор напряжения ДНЕЭ подходят по всем требованиям.

### **Гибкие токопроводы**

По формуле рассчитаем минимальное сечение провода:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_s} = \frac{281}{1} = 281мм^2$$

Принимаем сталеалюминиевый провод марки АС 300/30,  $I_{доп} = 690 А$ ,  
 $d = 24.8 мм^2$

Произведем проверку провода по допустимому току:

$$I_{max} = 281 А < I_{доп} = 690 А$$

Проведем проверку провода по условиям коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}}\right) = 31,517 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 80}{1,24}} = 17,286 \text{ кВ/см}$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 17,286 = 18,496 \text{ кВ/см}$$

$$0,9E_0 = 0,9 \cdot 31,517 = 28,365 \text{ кВ/см}$$

Исходя из условия,  $1,07E < 0,9E_0$  выбранный провод не коронирует.

### **Выбор оборудования на стороне низкого напряжения**

### **Выбор выключателей на стороне 10 кВ**

Расчеты производились аналогично расчётам выключателей на стороне 110 кВ.

На стороне 10 кВ были выбраны вводные вакуумные выключатели VS1 BEL - 12 для ЗРУ10. Проверка выключателя представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка вакуумного выключателя

Расчетные параметры	Параметры по каталогу
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1467,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ кА}$
$I_{КЗ}^{(3)} = 10,014 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 28,445 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$i_{ар} = 10,608 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,274 \text{ кА}$
$B_k = 15,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что выключатель-разъединитель VS1 BEL - 12 подходит по всем требованиям.

## Выбор трансформаторов тока и напряжения на стороне 10 кВ

В качестве ТТ и ТН был выбран - Цифровой трансформатор тока и напряжения (ЦТТН). Проверка цифрового трансформатора тока и напряжения (ЦТТН) представлена в таблице 8.

Таблица 8 – проверка цифрового трансформатора тока и напряжения (ЦТТН)

Расчетные параметры	Параметры по каталогу
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{ном} = 10кВ$
$I_{ном} = 1000А$	$I_{ном} = 10 – 4000А$
$i_{уд} = 17,635кА$	$i_{прс} = 80кА$
$B_k = 20,47кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 50,43кА^2 \cdot с$

## Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Жёсткие шины используются в ЗРУ-10 и на шинном мосту для соединения трансформаторов с КРУН-10.

Рассчитаем сечение жестких шин на стороне 10 кВ:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_{э}} = \frac{1000}{1} = 1000 мм^2$$

Исходя из результатов расчета сечения жестких шин выбираем алюминиевые шины 120x10 мм, которые имеют значение длительного допустимого тока равное 2300 А.

Произведем проверку провода по допустимому току:

$$I_{max} = 1467,7 А < I_{доп} = 2300 А$$

Произведем проверку шин на термическую стойкость:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = 67,144 мм^2$$

Шины прошли проверку на термическую стойкость, так как данное сечение больше номинального.

## 2.6 Состав ПТК АСЗУ

В состав ПТК АСЗУ входят:

- Устройства сопряжения с шиной процесса — depRTU от компании «ДЭП».
- Коммутаторы шины процесса — от компании Symanitron (со встроенным модулем синхронизации времени РТР).
- Серверы iSAS — от компании «Лисис».
- Коммутаторы шины подстанции — от компании Symanitron.
- Серверы SCADA и АРМ ОП — от компании «Микроника».
- Система гарантированного питания — от компании «Микроника».

Дополнительно предусмотрено резервирование системы РЗА микропроцессорными терминалами защит серии БЭ компании «Экра»:

- Основная и резервная защита трансформатора — шкаф ШЭ2607 048073, шкаф ШЭ2607 151.
- Защита ввода 10 кВ — терминал БЭ2520Б03.
- Защита секционного выключателя 10 кВ — терминал БЭ2520Б02.

Отечественный программно-технический комплекс iSAS включает в себя функциональные подсистемы:

- релейной защиты и автоматики;
- противоаварийной автоматики;
- АСУ ТП;
- технического учета электроэнергии;
- контроля качества электроэнергии;
- оперативной блокировки;
- регистрации аварийных событий.

Организованы SV-потoki с ТН и ТТ 110 кВ и с ТН и ТТ 10 кВ. Система телесигнализации и телеуправления задействует все коммутационные аппараты подстанции, в том числе разъединители и заземлители. Для этих целей установлены непосредственно на территории ОРУ шкафы полевых

устройств, основными элементами которых являются преобразовательные устройства тока и напряжения серии DSU, модули дискретного ввода и вывода и устройства сопряжения с шиной процесса, представляющие собой полновесный SAMU. В отсеках для РЗА КРУ 10 кВ были смонтированы устройства аналогичного типа DMU для осуществления прямых/обратных дискретно-аналоговых преобразований.

Непосредственно в ОПУ были установлены основной и резервный шкафы ПТК iSAS, собранные на базе промышленных серверов и коммутаторов, а также шкаф панельного компьютера в ЗРУ 10 кВ и шкаф управления и сигнализации, позволяющие персоналу осуществлять управление и мониторинг.

Станционная шина представляет собой оптоволоконную кольцевую сеть. Обязка дублирующих защит в шкафах ЗРУ 10 кВ формирует сеть Ethernet 100-FX. Сети шин процесса и шины станции разделены. Дополнительно в ОПУ организовано рабочее место персонала с необходимым доступом для управления и мониторинга. Согласно проекту, связь между ПТК iSAS и ЦУС предполагается по стандарту IEC 61870-5-104.

**Выводы к разделу 2:** В данном разделе была разработана цифровая подстанция 110/10 кВ. Был произведен выбор и расчет трансформаторов, по итогам технико-экономической проверки выбор был сделан в пользу трансформаторов ТРДН-40000/110/10. Также были проведены расчеты токов КЗ, как симметричных, так и несимметричных. Был произведен выбор основного оборудования. Были выбраны измерительные трансформаторы, выключатели, выключатели-разъединители, токопроводы, жесткие шины, произведен выбор защиты.

### **3 Обзор мировых тенденций развития цифровой подстанции**

#### **3.1 Цифровая подстанция: США TVA Bradley**

«28 апреля мир автоматизации и защиты сделал гигантский шаг вперед, когда администрация Теннесси-Вэлли (TVA) открыла свою подстанцию Брэдли. Это событие ознаменовало первую подстанцию, соответствующую стандарту МЭК 61850, где были реализованы все доступные функции, обещанные стандартом связи, и они доказали свою работоспособность на передающей подстанции 500 кВ.

Компания Siemens предоставила защитные реле SIPROTEC и аппаратное и программное обеспечение для автоматизации подстанций SICAM PAS. Программное обеспечение для конфигурирования Siemens, DIGSI, установило ранние стандарты и было первым коммерчески доступным инструментом конфигурирования МЭК 61850.

Функции безопасности реле SIPROTEC включают возможность гарантировать, что только авторизованные клиенты МЭК 61850 могут получить доступ к реле в этой очень защищенной сети.

Обладая многолетним опытом и множеством подстанций, соответствующих стандарту МЭК 61850, по всему миру, Siemens взяла на себя ведущую роль в команде проекта Bradley, чтобы помочь добиться успеха Bradley. В результате TVA в настоящее время имеет самый экономичный дизайн защиты и управления передачей в Соединенных Штатах.

TVA выполнила задачи, поставленные перед Брэдли: использование стандартов МЭК 61850 для уменьшения количества проводов, компонентов и соединений в конструкции диспетчерского пункта защиты подстанции; использовать функции взаимодействия между поставщиками для дальнейшего сокращения проводных подключений и сохранения преимущества избыточности без проблем с отказом одного режима; и сократить дорогостоящие кабели и проводку между выключателями распределительного щита и диспетчерской.

«Siemens сыграл значительную роль в этом развитии, которое началось в 2004 году как концепция и воплотилось в реальность в 2008 году», - сказал Кевин Салливан, вице-президент и генеральный директор подразделения Siemens Power Transmission & Distribution, Inc. , «Siemens взял на себя ведущую роль в технической реализации стандарта МЭК 61850 и консультировал других поставщиков во время внедрения».

Во время окончательного ввода в эксплуатацию реле Siemens SIPROTEC идентифицировали и предупредили проектную группу о многочисленных проблемах в критически важной инфраструктуре связи, которая состоит из различного стороннего оборудования для связи и реле нескольких поставщиков в дополнение к компонентам Siemens.

Программа контроля в реле SIPROTEC обнаружила недостающую информацию, вызванную проблемами в оптоволоконных установках, и обнаружила проблемы в настройках коммутаторов связи, которые не фильтровали циркулирующие телеграммы из системы. Он предоставляет важную информацию о состоянии проводных соединений, которые теперь выполняются посредством обмена сообщениями об объектно-ориентированных событиях подстанции (GOOSE) в сети связи.

По словам менеджера по защите и контролю TVA Джима Курца, подстанция TVA Bradley установила много «первых», включая первую реализацию передачи 500 кВ, впервые утилита выступила в качестве интегратора, впервые сообщения GOOSE использовались для безопасного высокоскоростного отключения, и впервые сообщения GOOSE между реле разных производителей использовались для реализации логики защиты и управления.

«Успешное внедрение МЭК 61850 стало реальностью. Короткие сроки, рентабельные, повторяемые и гибкие системы защиты и управления теперь могут быть спроектированы и реализованы при самых высоких уровнях напряжения» [15].

Стандарту связи подстанции МЭК 61850 уже почти два года. Во всем

мире уже введено в эксплуатацию более ста подстанций, работающих по этому новому стандарту.

Несколько проектов в Северной Америке были реализованы с помощью IEC61850 с использованием продуктов одного производителя. В этой статье рассказывается о состоянии проекта на 500 кВ - первого мультивендорного проекта в США, использующего этот новый стандарт.

Целью проекта является максимально полное использование нового стандарта МЭК 61850 (насколько это практически возможно), что подтверждает, что стандарт - это нечто большее, чем просто протокол связи. Будет продемонстрирована совместимость, одно из основных преимуществ МЭК 61850. Нашей целью является не описание или объяснение теоретических основ самого стандарта, а скорее демонстрация и демонстрация практического использования реального проекта с участием нескольких поставщиков и того, как этот стандарт применяется к инженерам по защите.

### **Проектирование и расположение подстанций**

Другой целью этого проекта является устранение или значительное уменьшение проводки между реле, диспетчерским пунктом и выключателями. Проводники заменяются коммуникационной инфраструктурой, отвечающей требованиям приложений защиты и управления, путем обмена сообщениями GOOSE МЭК 61850 через Ethernet.

### **Схема защиты и контроля**

Резервная защита, требование защиты сердечника TVA, применяется ко всем выключателям линий электропередачи 500 кВ и 161 кВ и трем однофазным силовым трансформаторам 500/161/13 кВ на подстанции.

### **Защита трансформатора**

Реализованы две полные, комплексные и независимые системы защиты трансформаторов. Набор защиты «А» обеспечивает дифференциальную защиту трансформатора, защиту от перегрузки по току, защиту от внезапного напряжения трансформатора, защиту от перегрева, защиту от внезапного

давления LTC и защиту от замыкания на землю (RGF) для обоих нейтральных ТТ. Каждое состояние трансформатора и аварийные сигналы, такие как состояние вентилятора, уровни жидкости и т. Д., Регистрируются устройствами, которые расположены в шкафах, установленных на каждом из четырех однофазных трансформаторов 500/161/13 кВ. Аналоговые и цифровые данные от ИЭУ доступны в формате МЭК 61850 для системы автоматизации подстанции.

### **Линия защиты**

Реле защиты линии обеспечивают дистанционную / контрольную защиту, направленную перегрузку по току на землю, синхронизацию, отказ выключателя и повторное включение. Дополнительные пилотные устройства теле-защиты используются для линии 500 кВ Sequoyah (индивидуальные схемы РОТТ для обоих реле защиты линии) и линии 500 кВ Conasauga (индивидуальные схемы разблокировки для обоих реле защиты линии). Обе системы защиты линий на каждой из линий 161 кВ будут использовать одно устройство связи для своих схем РОТТ. Каждое линейное реле работает в выключателе с 0,5 топологией.

### **Управление выключателем**

Подстанция содержит резервные устройства управления выключателем. Идея устройств ИЭУ с двумя выключателями состоит в том, чтобы соответствовать тем же требованиям к резервированию, что и для защиты линии. Устройство ИЭУ управления выключателем в пределах подстанции отправляет информацию и получает информацию от линейных реле с использованием обмена сообщениями GOOSE МЭК 61850.

Единственным жестким входом состояния для каждого линейного реле являются состояния положения выключателя, и он используется только в том случае, если цифровое состояние МЭК 61850 от устройств 52BCA или 52BCB недоступно. Выходной сигнал аварийного отключения по линии ИЭУ подключен непосредственно к катушкам отключения выключателя 1 и выключателя 2 (для целей управления рисками). Имея опыт, будущие

проекты могут предоставить инженеру подстанции возможность устранить эти проводные входы и выходы и строго использовать функциональность GOOSE.

### **Сетевые соединения**

Все IED-устройства МЭК 61850 подключены через многомодовые оптоволоконные кабели со скоростью 100 Мбит / с к защищенным подстанциям Ethernet-коммутаторов, расположенных в диспетчерском пункте. VLAN используются в конфигурации сообщений GOOSE МЭК 61850 каждого устройства МЭК 61850 для обеспечения безопасности в сети. На рисунке 9 показана концептуальная схема сети.

### **Ожидания клиента / проекта**

Поскольку одной из целей этого мультивендорного проекта было использование нового стандарта IEC61850 в полном объеме, ясно, что у клиента были некоторые ключевые ожидания по проекту:

### **Открытая система защиты, контроля и сбора данных от любого ИЭУ**

Функциональная совместимость между ИЭУ для функций защиты и управления. Возможность настройки системы МЭК 61850 с помощью доступных инструментов производителя без необходимости поддержки производителя на месте.

Сопоставимая функциональность с обтекаемым дизайном. Устраните переключатели панели управления и реле блокировки и включите функциональность в ИЭУ МЭК 61850. Это значительно сокращает дизайн компоновки панели и позволяет уменьшить контрольную станцию (примерно  $\frac{1}{2}$  размера по сравнению с традиционным дизайном). Например, учтите, что только один комплект защиты, до 12 выключателей, может быть защищен и управляться с помощью одной панели шириной 19 дюймов по сравнению со старыми конструкциями с одним выключателем на панель с системами защиты как набора А, так и набора В.

## **Многоразовые практики**

Проект заложил основу для новых методов работы с подстанциями, ориентированных на МЭК 61850, и новых процедур. Бизнес-обоснование может быть сделано для оптового ремонта с помощью этих новых методов.

## **Эффективная система управления данными**

Снижение затрат на проводку и монтаж. Помимо проводки СТ и РТ от автоматических выключателей и разъединителей, работающих от двигателя, были реализованы только состояние выключателя и проводка отключения выключателя. Между любыми из ИЭУ МЭК 61850 не существует никакой проводки.

Улучшенные операции и обслуживание благодаря удаленному и локальному мониторингу и диагностике через сеть для сокращения времени обслуживания.

Мониторинг состояния системы.

Статус связи между ИЭУ.

Методология тестирования. Новый план тестирования, инструменты и методология необходимы для соответствия систем новым возможностям и планированию внедрения тестовых случаев. Возможность индивидуального тестирования любого устройства ИЭУ без необходимости эксплуатации других устройств ИЭУ по сети.

Локальные тренировки LAB и используемые инструменты конфигурации

В августе 2005 года «проектная группа» TVA МЭК 61850 впервые собралась, чтобы начать процесс проектирования первой высоковольтной подстанции на основе МЭК 61850 в США. Команда состояла из четырех основных поставщиков реле и представителей отделов ретрансляции и коммуникационной техники TVA. Помимо всех демонстраций взаимодействия, организованных ранее Международной группой пользователей USA или CIGRE, целью команды для этого проекта было показать, что каждый поставщик реле может продемонстрировать

совместимость устройств защиты и автоматизации от проектирования до реализации в реальной жизни.

Сильная и решительная команда производителей реле и отличная группа инженеров TVA сделали этот проект Брэдли успешным в максимально возможном использовании стандарта IEC61850.

Оглядываясь назад, можно сказать, что концепция, созданная в середине 1990-х годов в рамках Инициативы EPRI и AEP LAN, стала реальностью. Такие проекты, как проект TVA Bradley 500kV, действительно являются первой в США многоцелевой системой автоматизации подстанции IEC61850. Этот проект установил отраслевой стандарт сложности и функциональности, достигнутых благодаря использованию продуктов на основе нового стандарта IEC61850. Опыт этого проекта будет полезен для многих других коммунальных служб, поскольку они также приступают к внедрению новых продуктов и систем, создающих цифровые подстанции следующего поколения» [27].

### **3.2 Цифровая подстанция: Испания Alcala de Henares**

В реализации проекта использовались устройства различных производителей. Особенностью данного проекта являлось экспериментальное внедрение шины процесса в части передачи дискретной информации. Системы РЗА и АСУ ТП на подстанции можно условно разделить на 4 уровня:

- Верхний уровень;
- Станционный уровень;
- Уровень присоединения, включающий устройства МПРЗА и контроллеры присоединения;
- Полевой уровень, включающий устройства, установленные на распределительном устройстве.

На распределительном устройстве в непосредственной близости с коммутационными аппаратами были установлены выносные модули УСО

(MicroRTU), которые с помощью оптических кабелей были подключены в коммутаторы, установленные в ОПУ. Все информация о состоянии коммутационных аппаратов, а также команды управления коммутационными аппаратами передавались по цифровым каналам связи (с помощью GOOSE сообщений). На MicroRTU была реализована лишь простейшая логика с целью повышения надежности этих устройств. Функции оперативной блокировки были реализованы в устройствах уровня присоединения.

На подстанции были реализованы следующие виды информационных потоков:

- Вертикальный GOOSE для обмена информацией между MicroRTU и устройствами уровня присоединения;
- Диагональный GOOSE для обмена информацией между MicroRTU одного присоединения и устройствами защиты и управления другого присоединения (например, для быстрого информирования этих устройств об отказе выключателя);
- Горизонтальный GOOSE для обмена информацией между устройствами уровня присоединения (для целей организации оперативных блокировок, пуска осциллографа и т.д.);
- Передача динамической информации по протоколу MMS от устройств уровня присоединения на станционный уровень;
- Команды управления со станционного уровня на уровень присоединения по протоколу MMS.

Команды управления проходили через контроллеры присоединения, которые транслировали эти команды в GOOSE сообщения для MicroRTU, что позволяло на уровне контроллеров присоединения осуществить функции оперативной блокировки.

На подстанции Alcala de Henares не были внедрены цифровые трансформаторы тока и напряжения. Однако проект является крайне интересным с точки зрения использования шины процесса для передачи дискретной информации.

### **3.3 Цифровая подстанция в Китае**

«В 2009 году была предложена стратегия создания «сильной и умной сети» для использования ряда энергетических ресурсов для содействия устойчивому и быстрому экономическому развитию в Китае. Сильная и интеллектуальная сеть, характеризуемая информацией, автоматизацией и взаимодействием, была задумана как часть надежной электросети сверхвысокого напряжения (UHV), функционирующей в качестве ее магистральной сети, а оставшиеся сети более низкого уровня напряжения функционируют как опорные сети, чтобы предложить комплексная информационно-коммуникационная платформа. Эта платформа будет содержать шесть компонентов энергосистемы: генерация, передача, преобразование, распределение, потребление и диспетчеризация. В результате идея заключалась в том, что поток энергии, поток информации и поток услуг - все они будут тесно интегрированы для обеспечения надежной, надежной, эффективной, экологически чистой, открытой и интерактивной современной сети.

До того, как предложить мощную и интеллектуальную сеть, Китай вступил в эру цифровой подстанции. В центре внимания цифровой подстанции - больше цифровое измерение и унифицированное моделирование, основанное на стандарте МЭК 61850, а не интеллектуальные функции, но его конечная цель - интеллектуальность. Однако интеллектуальная подстанция должна отвечать более высоким требованиям, чем цифровая подстанция. Исходя из этого, в 2009 году Государственная сетевая корпорация Китая (SGCC) начала строительство пилотных проектов интеллектуальных подстанций с участием 24 местных сетевых компаний, охватывающих уровни напряжения 66–750 кВ. Эти интеллектуальные подстанции имели подстанцию с воздушной изоляцией (AIS), подстанцию с газовой изоляцией (GIS) и гибридную подстанцию с газовой изоляцией (HGIS), а также наружные, внутренние и подземные подстанции. К концу 2012 года 47 пилотных проектов интеллектуальной подстанции были

завершены и введены в эксплуатацию. В процессе был получен значительный опыт создания и эксплуатации этих пилотных проектов, и в итоге была создана стандартная система. К 2011 году Китай вступил в стадию комплексного строительства интеллектуальных подстанций, а к концу 2013 года в Китае насчитывалось более 2000 интеллектуальных подстанций» [26].

### **3.3.1 Основные достижения в строительстве цифровой подстанции в Китае**

Оцифровка всей информации, сетевые коммуникационные платформы, стандартизированный обмен информацией и передовые интерактивные приложения - все это было первоначально достигнуто на интеллектуальных подстанциях Китая. Целью этих улучшений было обеспечение эксплуатационных уровней обслуживания и безопасной надежности подстанции. В ходе пилотных проектов и общего строительства были решены многие теоретические и прикладные инженерные проблемы, а также достигнут ряд достижений в области технологических инноваций, разработки оборудования, а также разработки и строительства стандартов.

#### **1. Оцифровка информации подстанции**

Сорок семь (47) пилотных интеллектуальных подстанций используют следующие технологии: электронный трансформатор тока (ЕСТ) катушки Роговского, магнитооптический ЕСТ, оптоволоконный ЕСТ, конденсаторный электронный трансформатор напряжения (ЕVТ), резистивное напряжение ЕVТ, сопротивление и напряжение на конденсаторе ЕVТ, и оптоволоконный ЕVТ. Кроме того, на некоторых интеллектуальных подстанциях используется комбинация традиционных трансформаторов напряжения и тока, а также объединяющего устройства для локальной оцифровки аналогового напряжения и тока. Что касается выключателя, независимый интеллектуальный терминал используется для локальной загрузки значения переключения. Цифровое напряжение и ток передаются с помощью

оптических кабелей, чтобы отделить сильное электричество от слабого электричества и упростить конструкцию вторичной стороны. Вся информация распространяется на станции, так что можно обеспечить интеграцию информации вместе с соответствующими расширенными функциями приложения, а также обеспечить поддержку интеграции и распределения функций внутри станции.

2. Основное оборудование эффективно становится интеллектуальным

Онлайн мониторинг и конфигурация интеллектуальных компонентов на основном оборудовании эффективно способствует работе интеллектуальных систем. Система онлайн-мониторинга, основанная на датчиках, компонентах интеллектуальных электронных устройств (IED) и системе фоновго анализа, может легко отслеживать состояние основного оборудования в режиме реального времени и предоставлять обширную информацию для диагностики оборудования. В настоящее время плотность и содержание влаги в гексафториде серы используются для оперативного мониторинга выключателя, растворенный газ в масле и ток заземления активной зоны используются для оперативного мониторинга главного трансформатора, а ток утечки и время разряда используются для онлайн-мониторинга грозового разрядника. Однако мониторинг частичных разрядов трудно проводить из-за недостаточной технической зрелости. Интеллектуальные компоненты выключателя состоят из интеллектуального терминала, блока детектирования и блока слияния. Интеллектуальные компоненты главного трансформатора в основном включают защиту от неэлектрических параметров, интеллектуальный терминал, интеллектуальную систему управления охладителем и устройство IED контроля состояния. Интеллектуальные компоненты локально устанавливаются в шкафу управления или распределительной коробке, которые затем становятся унифицированными интерфейсами первичного и вторичного оборудования.

### 3. Стандарт IEC61850 получает полное применение

МЭК 61850 был принят в качестве стандарта связи для уровня процессов, уровня присоединения и уровня станции всех интеллектуальных подстанций, а также для основного оборудования и вспомогательных систем связи управления на подстанциях. На основе стандарта IEC61850 информационная модель была расширена и улучшена, унифицирован сбор информации о станции, создана платформа панорамных данных станции, а функция приложения обеспечена данными и информацией в едином стандарте. Архитектурная форма «три уровня оборудования, два уровня сети» также была принята. Устройство защиты использует принцип «прямой выборки и прямого отключения», а функция GOOSE в основном используется для передачи сигнала положения, сигнала блокировки, переключения мягкой ленты, переключения значений настройки и т.д.

### 4. Интеграция вторичного оборудования и функций системы

Интеллектуальная подстанция постепенно интегрировала автоматизацию, мониторинг состояния, вспомогательное управление и другие функции, чтобы стать интегрированной системой контроля и управления, поддерживающей панорамный мониторинг данных. Уровень станции в системе не только интегрирует защитную информационную подстанцию, но также реализует управление последовательностью, интеллектуальную сигнализацию и расширенные функции приложений, такие как всесторонний анализ и обслуживание на стороне источника. Он эффективно поддерживает концепцию «интеграции управления» и превращает подстанцию в точную выборку информации и контрольную точку в энергосистеме. Для оборудования и защиты ярусного уровня в системе 110 кВ используется интегрированное устройство измерения и контроля. Однако для систем на 35 кВ и ниже применяется встроенное устройство защиты, измерения, управления и учета. В коммунальном оборудовании станция принимает интегрированный источник питания переменного / постоянного тока. Станция управления мониторингом

использует источник переменного тока, источник постоянного тока, источник бесперебойного питания переменного тока при совместном использовании аккумулятора. Станция использует интегрированную интеллектуальную вспомогательную систему управления, реализующую интеллектуальное управление связью мониторинга изображения, охраны, пожарной сигнализации, управления огнем, освещения, отопления и вентиляции, мониторинга окружающей среды и других систем.

#### 5. Энергосбережение и защита окружающей среды

По сравнению с традиционной подстанцией интеллектуальная подстанция более эффективна с точки зрения экономии энергии, экономии материалов и защиты окружающей среды. В интеллектуальной подстанции вторичное оборудование централизовано и выполнено в виде компактной конструкции. Оно размещено более рационально, поэтому занимает меньше места. Вторичное оборудование в интервале локально интегрировано в шкаф управления вместе с устройствами для защиты и измерения и интегрированной системой электропитания, все из которых предназначены для уменьшения количества устройств и соединений. Кабели заменяются легкими и недорогими оптическими кабелями, что экономит цветные металлы и способствует энергосбережению и защите окружающей среды.

За 10 лет развития были достигнуты три этапа интеллектуализации подстанций в Китае. На основе ценных уроков, извлеченных на первом этапе строительства цифровой подстанции, к концу 2012 года на втором этапе было введено в эксплуатацию 47 дополнительных пилотных проектов интеллектуальной подстанции. В 2012 году Китай вступил в следующую стадию общего строительства интеллектуальной подстанции. На конец 2013 года в Китае работало более 2000 интеллектуальных подстанций. Был получен большой опыт в создании и эксплуатации этих пилотных проектов.

#### **3.4 Первая цифровая подстанция в TransGrid – Австралия**

В настоящее время IEC61850 был принят «почти однозначно» в

качестве предпочтительного стандарта для связи на подстанциях. Степень использования этого стандарта в большинстве установок по всему миру находится на уровне «станционной шины». Предусматривается, что можно получить многочисленные преимущества, если значения процесса оцифровываются как можно ближе к источнику и используются в комплексной системе автоматизации. Компания TransGrid провела обширную оценку проекта вторичной системы подстанции на основе внедрения IEC61850 на уровне станции и шины процесса, что привело к экономическому обоснованию полной оцифровки. Первой подстанцией, реализовавшей эту технологию, является коммутационная станция Avon 330 кВ. В Avon объединяющие устройства установлены в наружных ячейках; оцифрованные сигналы затем передаются в системы подстанции. Особое внимание было уделено стандартизации и многократному проектированию - вот некоторые из важнейших факторов, обеспечивающих снижение затрат. В исследовании описываются некоторые принципы проектирования, предполагаемая экономия средств и извлеченные уроки. Авторы предполагают, что внедренная технология цифровой подстанции может привести к значительному сокращению затрат в области «зеленого поля», а также в процессе строительства «коричневого поля», и проложит путь к эффективной интеграции систем мониторинга активов.

Системы защиты и управления превратились из отдельных блоков для каждой функции и проводного соединения в высокоинтегрированные цифровые устройства. Это помогло уменьшить количество коробок, соединений и в итоге привело к компактным панелям. Эта технологическая эволюция сократила капитальные затраты на материалы для зеленого поля, а также на проекты по расширению / замене защиты и контроля. Со зрелостью в дизайне, преимущества вдоль этой оси, кажется, плато. Теперь квест заключается в том, как добиться дальнейшего снижения затрат. Стандарт IEC61850 предлагает многочисленные преимущества на протяжении жизненного цикла систем автоматизации - от проектирования и

проектирования до развертывания и эксплуатации. В отличие от протокола обмена данными, IEC61850 охватывает целый спектр процессов, таких как проектирование, инструменты, проверка и т. Д. Коммунальные предприятия и отрасли по всему миру достаточно хорошо приняли IEC61850. Однако реализация в основном сфокусирована на «уровне отсека» и «уровне станции».

Цифровая подстанция, в которой первичные данные процесса (токи, вольт, состояние и т. Д.) Оцифровываются рядом с источником, имеет огромный потенциал для снижения капитальных и эксплуатационных расходов.

«Цифровая подстанция - Avon, является кульминацией усилий TransGrid по поиску решения, которое может обеспечить недорогие проекты восстановления активов вторичной системы со сроком службы 20 лет, а также обеспечить экономически эффективные соединения для проектов возобновляемых соединений. Постоянно растущее проникновение возобновляемых источников / источников с низкой инерцией создает различные проблемы для системы защиты, а технология цифровых подстанций помогает подготовиться к такому переходу энергии.

Описание проекта цифровой подстанции в Австралии

Коммутационная станция Avon 330 кВ расположена в 100 км к югу от Сиднея и объединяет три линии электропередачи 330 кВ.

Проект вторичных систем подстанции Avon предусматривает замену всего кабельного и вспомогательного оборудования, включая системы защиты, управления, учета и мониторинга состояния. Проект не предусматривает замену батарей, зарядных устройств, системы распределения переменного тока / постоянного тока и резервного генератора. Поскольку подстанция была построена с прямыми кабелями без кабелепроводов, кабельная инфраструктура отсутствует. Новая кабельная инфраструктура должна быть добавлена на площадку на этапе строительства.

Подстанция Avon была выбрана в качестве первой площадки для

внедрения технологии цифровой подстанции из-за:

- Ее небольшого размера;
- Минимального разнообразия стандартов проектирования, требующих внедрения;
- Ее близость к Сиднею и пунктам технического обслуживания;
- В комплект ее замены входят кабели и все вторичные системы» [25].

### **Выводы по разделу 3**

Как показывает опыт зарубежных стран, установка систем на основе международного стандарта МЭК 61850 надежность цифровых систем требует тщательного внимания. Для того чтобы обеспечить повышенную надежность цифровых систем, они должны проходить различные тесты и испытания для того чтобы соответствовать стандарту. С помощью создания специального сертификационного центра, который сможет производить полное тестирование на соответствие стандарту различного вида оборудования, возможно, решить проблемы с надежностью и тестированием. Все оборудование должно подвергаться испытаниям, но в первую очередь цифровые источники информации. Для устранения этих проблем, следует создать пилотную версию цифровой подстанции, которая будет соблюдать всем требованиям. Следует установить новое цифровое оборудование в соответствии с МЭК 61850. Данная пилотная версия позволит решить комплекс задач:

- Производить тесты нового цифрового оборудования;
- Производить проверку подстанции на управление и сбор данных;
- Производить проверку ИЭУ на совместимость;
- Производить оценку безопасности и надежности системы;
- Производить тесты на быстроедействие передачи данных.

## **4 Методика оценки проекта цифровой подстанции 110/10 кВ**

### **4.1 Методика обоснования экономической целесообразности реализации проекта цифровой подстанции 110/10 кВ**

Проведем базовую сравнительную оценку стоимости решений на базе электромагнитных и оптических измерительных трансформаторов. Основные показатели затрат при реализации традиционных и цифровых подстанции представлены ниже.

#### **Проектирование.**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС : 15%

При применении САПР в соответствии с МЭК 61850 отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -20%.

#### **Поставка первичного оборудования.**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 40%

При сохранении объема при промышленном внедрении отношение к стоимости при традиционном решении составляет: 0%.

#### **Поставка ПТК.**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 20%

При значительном сокращении плат ввода/вывода в ОПУ, добавления полевых устройств отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -16%.

#### **Монтаж с учетом кабельной продукции.**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 20%

При сокращении количества чел./ч. в 2 раза и снижении стоимости кабельной продукции отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -50%.

#### **Пуско-наладочные работы.**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 5%

При сокращении количества чел./ч. за счет проработки проекта в САПР отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -4%.

Из полученных данных составим уравнение, где за  $X$  примем сумму затрат при реализации традиционного решения по автоматизации подстанции:

$$X = 15\% X + 40\% X + 20\% X + 20\% X + 5\% X$$

где:

15% - от всех затрат идет на затраты при проектировании;

40% - поставка первичного оборудования;

20% - поставка ПТК;

20% - выполнение монтажных работ;

5% - выполнение наладочных работ.

Далее представлен анализ сравнения затрат на традиционную и цифровую подстанцию.

### **Проектирование**

Будут значительно уменьшены затраты на проектирование. Система автоматизированного проектирования нового поколения, которая основывается на открытых международных стандартах МЭК 61850-6 SCL, МЭК 61970, МЭК 61131 позволяет резко сократить трудозатраты.

Преимуществом системы проектирования «Цифровой подстанции» (пример – SCADA Studio) по сравнению с традиционными САПР, является. Преимущества SCADA можно резюмировать следующим образом:

- Возможность просмотра данных PLC в режиме реального времени;
- Визуальное / анимационное представление подстанции, чтобы помочь персоналу в диагностике проблемы;
- Аутентификация пользователя для предотвращения неправильной работы;
- Возможность предоставления базовых временных графиков критических параметров;
- Базовый уровень архивации данных;

- Некоторые программы SCADA позволяют отслеживать лестничную логику PLC в режиме выполнения для отладки;
- Функции генерации отчетов;
- Мониторинг одних и тех же данных подстанции через несколько диспетчерских комнат.

Новые технологии и программное обеспечение позволяют сократить затраты на проектирование на 20%. Это обеспечивается за счет уменьшения трудозатрат сотрудников при условии что будет применяться система автоматизированного проектирования нового поколения. Соответственно, сумма затрат на проектирование с учетом сокращения стоимости выполнения работ составит:

$$15 \cdot (100\% - 20\%) \cdot X = 12\% X$$

Ориентировочные трудозатраты на проектирование составляют порядка 2000 чел./час. (4 месяца – 3 человека). При внедрении инновационных технологий и специализированного ПО срок проектирования составит чуть больше 3 месяцев и трудозатраты составят порядка 1700 чел. час.

### **Поставка первичного оборудования**

При поставке основного оборудования необходимо учитывать, что для реализации проекта «цифровой подстанции» будут производиться изменения состава оборудования для измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Процент затрат при реконструкции или строительстве подстанции на измерительное трансформаторное оборудование составляет примерно 18%. Где 13,4% это стоимость измерительных трансформаторов тока и 4,6% это стоимость измерительных трансформаторов напряжения.

В виду того, что на настоящий момент оборудование цифровых измерительных комплексов не прошло этап промышленной эксплуатации, его стоимость значительно превышает стоимость традиционных аналогов (в части измерительных трансформаторов тока увеличение составляет до 4-х

раз, измерительных трансформаторов напряжения – более чем в 2 раза).

В таблице 9 приведена сравнительная оценка стоимости трансформаторов, которые представлены на рынке.

Таблица 9 - Сравнительная стоимость оптических измерительных трансформаторов по отношению к электромагнитным трансформаторам

ЗАО «Профотек» ОТТ	Россия	350%
ЗАО «Профотек» ОТН	Россия	180%
Nari-Relays ECT	Китай	300%
Nari-Relays ECH	Китай	135%
NXTPHase NXVT ( ОТН)	Канада	180%
NXTPHase NXVT ( ОТТ)	Канада	380%
SDO SA1T (ОТТ)	Австралия	380%
Arteche SDO-ОСТ	Испания	375%

Поставщиков данного оборудования крайне мало, и поэтому происходит значительное увеличение цен на оборудование.

Для того чтобы узнать какое оборудование будет выгоднее устанавливать, проведем оценочную стоимость измерительных трансформаторов тока и напряжения для российских, западных и китайских производителей.

1. Для российских производителей (ЗАО «Профотек»):  

$$40\% \cdot ((100\% + 3,5 \cdot 13,4\%) \cdot X + (100\% + 1,8 \cdot 4,6\%) \cdot X) = 62.35\% X$$
2. Для западных производителей ( в среднем):  

$$40\% \cdot ((100\% + 3,78 \cdot 13,4\%) \cdot X + (100\% + 1,8 \cdot 4,6\%) \cdot X) = 65.36\% X$$
3. Для китайских производителей (Nati-relays):  

$$40\% \cdot ((100\% + 3 \cdot 13,4\%) \cdot X + (100\% + 1,35 \cdot 4,6\%) \cdot X) = 61.49\% X$$

## **Поставка и комплектация ПТК**

Применение решений «Цифровой подстанции» на объектах подразумевает качественное изменение состава оборудования, устанавливаемого на полевом уровне. Применение выносных УСО, устанавливаемых в непосредственной близости от коммутационного оборудования, позволит передавать все сигналы (информацию) полевого уровня в цифровой форме по оптоволоконному кабелю с использованием современного протокола обмена данными МЭК 61850 между микропроцессорными интеллектуальными электронными 49 устройствами и будет являться полностью цифровой системой управления или элементом автоматизации «Цифровой подстанции».

УСО начал использоваться в нефтегазовой промышленности США в 1980-х годах и постепенно расширился до электроэнергетики, охраны окружающей среды, тепловых сетей, водоснабжения и магистральных трубопроводов. В последнее время он расширился до транспорта, металлургии, нефтехимии, логистики и сельского хозяйства. Он продолжает набирать популярность. Можно сказать, что в конкретном приложении, таком как сбор данных в области нефтяных и газовых месторождений, УСО является основной тенденцией. Однако во всей нефтегазовой отрасли УСО не является основной тенденцией в системах оборудования для автоматизации, где, на мой взгляд, более популярны программируемые логические контроллеры (ПЛК) и распределенные системы управления (PCU). Объем производства, объем продаж и фактическое применение производителей ПЛК и PCU значительно превышают показатели производителей УСО.

УСО набирает популярность по следующим причинам:

– Предприятие все больше нуждается в информации. В прошлом некоторые измерения были отменены, потому что они разбросаны и стоимость сбора данных слишком высока. Теперь сбор данных необходим;

– Поскольку предприятия увеличиваются в размерах и происходят слияния, группы могут охватывать города или даже некоторые провинции. Центральное управление требует удаленного сбора данных;

– С уменьшением затрат на RTU предприятия, которые отказались от удаленного сбора данных из-за высоких инвестиционных затрат, теперь начинают внедрять системы RTU;

– Технологии УСО продвинулись. Технологии связи, Интернета, баз данных и передачи сигналов также способствуют более широкому использованию RTU и расширению рынка. Промышленные технологии беспроводной передачи предоставляют новые методы передачи сигналов УСО.

Некоторые новые отрасли, такие как солнечные электростанции, ветряные электростанции и интеллектуальные здания, являются новыми приложениями для УСО. Ранее мы слышали о цифровых месторождениях нефти, цифровой нефтехимии и цифровых трубопроводах. Недавно я услышал о цифровых рудниках в металлургической промышленности и услышал пропаганду о «цифровом городе», хотя на самом деле мы все еще далеки от этого.

УСО обладает множеством преимуществ:

– **Точный и простой процесс регистрации данных;**

Возможности телеметрии, без сомнения, с точки зрения регистрации данных - УСО может продолжать отслеживать производительность оборудования или процесса в течение определенного периода. Устройство регистрации данных емкости способно к блоку 5600 отслеживания сохранять событие (22 000 опционально), включая отметку даты и времени, и данные могут быть переданы в Microsoft Excel, Access или DDE-совместимое программное обеспечение. Это облегчает чтение и анализ данных.

– **Возможность удаленного мониторинга и управления;**

Одной из функций, выполняемых этим устройством, является наблюдение за различными точками в одном элементе оборудования,

сложном процессе или полном объекте. Удаленный мониторинг и управление процессом - УСО является относительно быстрым и сложным, поскольку он может выполнять управление в реальном времени и программировать устройство для управления каждой точкой системы и имеет управление на основе арифметических вычислений, таких как мин. / макс, время выполнения и т.д.

– **Быстрое и безопасное устройство связи;**

Быстрая передача данных, без задержек и точная поддержка производительности системы. Устройство питается от трех коммуникационных портов. Конфигурирование системы упрощается в иерархической сети, в которой удаленный блок может связываться с каждым узлом как с другой интеллектуальной сетью. Это позволяет настраиваться в системе.

– **Тревожная Система Раннего Предупреждения;**

Как система раннего предупреждения СМИ, тревога является очень важной функцией в системе управления. Данное устройство оснащено автоматической системой сигнализации, при которой УСО отправляет уведомления, чтобы можно было предпринять корректирующие действия в случае системной ошибки. Система тревожного вызова может содержать до шести устройств, включая ПК, факс и пейджер. Пользователи могут выбрать один из семи различных форматов отчетов для прямой отчетности по каждому факсу.

– **Функциональный и универсальный;**

Устройство управления обладает универсальными функциями, а также внутренним программируемым логическим контроллером и служит компилятором BASIC, позволяющим пользователю выполнять практически любые вычисления данных, быстрые и масштабируемые. Нет необходимости понимать сложные языки программирования, простое и понятное программирование с помощью электронных таблиц Fill Empty. После

запрограммированного завершения соединения с оборудованием может быть выполнено простым процессом.

– **Проверенная и поддерживаемая система управления устройствами;**

Пользователям не нужно стесняться использовать это устройство, потому что у него есть множество компаний, которые используют и поддерживают тысячи единиц в обслуживании для государственных учреждений, коммунальных служб, OEM, инженеров и интеграторов. Многие приложения в отрасли SM800 выполняют различные задачи, от систем водоснабжения и канализации, до мониторинга восстановления площадок, регистрации данных и сигнализации.

– **Много альтернативных базовых опций ввода / вывода;**

Пользователи могут выбирать между базовым вводом / выводом, например, опциями базового ввода / вывода, 2 цифровыми входами, цифровыми выходами 2, 4 аналоговыми входами, цифровыми входами 4, 3 цифровыми выходами, 1 аналоговыми входами, 1 аналоговыми выходами. Для удовлетворения потребностей клиентов, устройство также имеет расширение: до 15 модулей ввода / вывода, доступен модуль расширения, 8-портовый цифровой вход, 8-портовый цифровой выход, 16-портовый цифровой выход, 8-контактный аналоговый вход, 4-контактный аналоговый выход, 4-портовый Бесплатный счетчик, 4x20 модуль интерфейса дисплея / журнала.

УСО (модуль удаленного терминала) SCADA (диспетчерский контроль и сбор данных) Программируемый логический контроллер на основе SM800 может использоваться через конфигурационную архитектуру с недорогим удаленным вводом / выводом с использованием выделенной линии, радиомодема или беспроводного соединения. Простота использования и множество преимуществ. Серии SM800 и SM300 полностью совместимы друг с другом и широко используются в различных приложениях телеметрии.

При реализации данного решения выносные УСО могут устанавливаться в непосредственной близости с коммутационными аппаратами в отдельных конструктивах шкафов на ОРУ, но также они могут быть встроены в приводы самих коммутационных аппаратов (выключателей/разъединителей), что сокращает затраты на сумму стоимости самих шкафов. При сравнительном анализе по количеству конструктивов при реализации традиционного и инновационного решения автоматизации подстанции сокращаются затраты на шкафы более чем в 2 раза (их стоимость составляет порядка 5% от стоимости ПТК, соответственно сокращение составит порядка 15%), таким образом, стоимость ПТК АСУ ТП составит:

$$20\% \cdot (100\% - 15\%) \cdot X = 17\% X$$

Преимущества перехода к передаче сигналов в цифровом виде от коммутационных аппаратов в ОПУ:

– Главное преимущество цифровых сигналов заключается в том, что точный уровень сигнала цифрового сигнала не является жизненно важным. Это означает, что цифровые сигналы довольно невосприимчивы к несовершенствам реальных электронных систем, которые, как правило, портят аналоговые сигналы. В результате, цифровые компакт-диски являются гораздо более надежными, чем аналоговые пластинки;

– Коды часто используются при передаче информации. Эти коды могут использоваться либо как средство сохранения информации в тайне, либо как средство разбиения информации на части, управляемые технологией, используемой для передачи кода, например, буквы и цифры, отправляемые азбукой Морзе, кодируются в точки и тире;

– Цифровые сигналы могут передавать информацию с большей помехозащищенностью, поскольку каждый информационный компонент (байт и т. д.) определяется наличием или отсутствием бита данных (0 или 1). Аналоговые сигналы изменяются непрерывно, и их значение зависит от всех уровней шума;

- Цифровые сигналы могут быть обработаны компонентами цифровой схемы, которые дешевы и легко производятся во многих компонентах на одном чипе. Опять же, распространение шума через систему демодуляции уменьшено с цифровыми методами;
- Цифровые сигналы не повреждаются шумом и т. д. Вы отправляете серию номеров, которые представляют собой сигнал интереса (т. е. аудио, видео и т. д.);
- Цифровые сигналы обычно используют меньшую пропускную способность. Это еще один способ сказать, что вы можете втиснуть больше информации (аудио, видео) в то же пространство;
- Цифры можно зашифровать так, что только запланированный приемник сможет расшифровать его (как оплата за просмотр видео, безопасный телефон и т. д.);
- Позволяет передавать сигналы на большие расстояния;
- Передача на более высоком тарифе и с более широкой широкополосной шириной;
- Цифровая передача более безопасна, чем аналоговая;
- Также легче перевести человеческие аудио - и видеосигналы и другие сообщения на машинный язык;
- В цифровых технологиях электромагнитные помехи минимальны;
- Существенное сокращение затрат на контрольные кабели вторичных цепей и кабельные каналы для их прокладки за счет приближения УСО к источнику дискретных сигналов первичного оборудования;
- Уменьшение влияния электромагнитных помех, за счет сокращения длины вторичных цепей и перехода на оптические связи;
- Унификация информационных протоколов обмена данными;
- Сокращение трудозатрат на монтажные и пусконаладочные работы.

### **Монтаж (с учетом кабельной продукции)**

Изменение принципов построения системы на «полевом» уровне, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д., обуславливает сокращение затрат на кабельную продукцию. Реализация внедрения инновационного решения «Цифровой подстанции 110/10 кВ» приводит к сокращению затрат на кабельную продукцию на 50%. В связи с сокращением кабельной продукции сокращаются трудозатраты на монтажные работы, которые в свою очередь составляют порядка 50% от бюджета при реализации традиционных решений. Итог по сумме затрат на проведение монтажных работ составит:

$$20\% \cdot (100\% - 50\%) \cdot X = 10\% X$$

### **Пуско-наладочные работы**

При реализации традиционного решения трудозатраты на проведение пуско-наладочных работ на 2-3% больше. Следовательно, сокращение поставляемого комплекса ПТК (а именно сокращение количества шкафов, тестирование системы на этапе проектирования и т.д.) приведет к сокращению трудозатрат.

$$5\% \cdot (100\% - 3\%) \cdot X = 4,85\% X$$

Всегда есть дополнительная степень риска и затрат, так и внедрение инновационных решений не исключение. Происходит увеличение затрат на проведение обучения или переподготовки сотрудников, также на проведение разработок новых устройств. Поэтому рассмотрим данные статьи затрат, а именно увеличение на 20-30% от стоимости проекта 25%X.

### **Результаты сравнительного анализа стоимости**

Исходя из общих данных, подведем итог по сумме затрат на реализацию проекта «Цифровой подстанции»:

– Сумма затрат с применением российских оптических измерительных трансформаторов:

$$12\% X + 62,35\% X + 17\% X + 10\% X + 4,85\% X + 25\% X = 131,2\% X ;$$

– Сумма затрат с применением западных оптических измерительных трансформаторов:

$$12\% X + 65,36\% X + 17\% X + 10\% X + 4,85\% X + 25\% X = 134,21\% X ;$$

– Сумма затрат с применением китайских оптических измерительных трансформаторов:

$$12\% X + 61,49\% X + 17\% X + 10\% X + 4,85\% X + 25\% X = 130,34\% X .$$

Такое увеличение цен происходит из-за того что это первый, «пилотный проект цифровой подстанции». Когда будет производиться промышленное внедрение и когда цены на первичное оборудование будут уравниваться сумма затрат на проект получится:

$$12\% X + 40\% X + 17\% X + 10\% X + 4,85\% X = 83,85\% X .$$

Сокращение стоимости при промышленном внедрении в случае сокращения цен на оптические трансформаторы тока/напряжения до уровня цен на традиционные составит:

$$X - 83,85\% = 16,15\% X$$

## **4.2 Описание положительных эффектов для АСУ ТП при внедрении ОТТ и ОТН**

Волоконно-оптические датчики тока обладают дополнительными преимуществами гибкого форм-фактора, конструкции «window-СТ» и возможностью измерения очень высоких токов. Сочетание всех этих функций создает большую гибкость в использовании оптических датчиков напряжения и тока. Другими словами, одни и те же оптические продукты или технологии могут использоваться для нескольких применений, где использовались традиционно разные типы продуктов или даже разные технологии.

Положительные эффекты от внедрения оптических трансформаторов тока и напряжения:

«Современные оптические трансформаторы тока и напряжения обеспечивают и имеют:

- повышение надежности и безопасности работы трансформаторов тока и напряжения;
- снижение затрат на замену трансформаторов тока и трансформаторов напряжения при промышленном внедрении цифровых измерительных комплексов;
- Снижение затрат на кабельную продукцию;
- улучшение электромагнитной совместимости современного оборудования РЗА и АСУ ТП;
- повышение точности измерений и учета электроэнергии;
- Имеют высокую пожаро- и взрывобезопасность, а также экологичность, так как не содержат масел, бумаги и горючих полимеров;
- Высокую сейсмостойкость (9 баллов по MSK – 64) ;
- Оптические методы измерения параметров токов и напряжения;
- Полную гальваническую развязку;
- Цифровую обработку сигналов;
- Современные интерфейсы, которые позволяют снизить объемы неучтенной электроэнергии более чем в 10 раз;
- Повышение безопасности эксплуатации для обслуживающего персонала;
- Повышение эксплуатационной безопасности вторичного оборудования за счет отсутствия возникновения высоких потенциалов при размыкании вторичных цепей;
- Не требуют больших затрат на эксплуатацию, в отличие от традиционных трансформаторов тока и напряжения;
- Имеют высокую точность измерений;
- Облегченный и маленький размер. Вес оптических трансформаторов тока и напряжения почти в 7 раз меньше, чем у традиционных трансформаторов тока и напряжения

- Безопасная, легкая и гибкая установка;
- Не имеют масла, поэтому просты в контроле и эксплуатации;
- Не требуют регулярного ремонта или проверки, а только проверки его характеристик раз в 6 лет;
- Отсутствие феррофезонанса и опасности размыкания вторичных токовых цепей;
- Легко устанавливать за счет компактности датчика;
- волоконно-оптические датчики позволяют измерять как переменный, так и постоянный ток в широком диапазоне нагрузок и частот;
- оптические трансформаторы характеризуются высокой точностью контроля и учета электроэнергии (превосходит класс точности 0,2S и 0,2);
- на оптические трансформаторы тока и напряжение не влияют внешние магнитные поля;
- благодаря оптическим трансформаторам появляется возможность создать единую шину данных. По этой шине информация передается во все устройства обработки на подстанции
- новая технология создания ОТТ и ОТН соответствует концепции «Умной сети»;
- Точность учета значительно увеличивается, за счет использования оптических трансформаторов тока и напряжения;
- Уменьшаются погрешности из-за потерь, при использовании оптических трансформаторов» [10,11].

Преимущества установки и эксплуатации ОТТ и ОТН:

Данная технология, которая получает развитие, как в России, так и за рубежом является современной и перспективной. Она позволяет использовать все преимущества стандарта МЭК 61850, в том числе, обеспечить полную функциональную совместимость интеллектуальных электронных устройств различных производителей, повысить надежность и

безопасность оборудования, повысить точность измерений и учета электроэнергии.

#### **4.3 Сравнительная оценка стоимости решений на базе электромагнитных и оптических трансформаторов**

Основные показатели затрат при реализации традиционных и цифровых подстанции представлены ниже.

##### **Проектирование**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 0,15.

При применении САПР в соответствии с МЭК 61850 отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -0,20.

##### **Поставка первичного оборудования**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 0,40.

При сохранении объема при промышленном внедрении отношение к стоимости при традиционном решении составляет: 0.

##### **Поставка ПТК**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 0,20.

При значительном сокращении плат ввода/вывода в ОПУ, добавления полевых устройств отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -0,16.

##### **Монтаж с учетом кабельной продукции**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 0,20.

При сокращении количества чел./ч. в 2 раза и снижении стоимости кабельной продукции отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -0,50.

##### **Пуско-наладочные работы**

Доля затрат при традиционном решении автоматизации ПС: 0,5.

При сокращении количества чел./ч. за счет проработки проекта в САПР отношение к стоимости при традиционном решении составляет: -0,4.

Из полученных данных составим уравнение, где за X примем сумму

затрат при реализации традиционного решения по автоматизации подстанции:

$$X = 0,15X + 0,40X + 0,20X + 0,20X + 0,5X$$

где:

0,15 - от всех затрат идет на затраты при проектировании;

0,40 - поставка первичного оборудования;

0,20 - поставка ПТК;

0,20 - выполнение монтажных работ;

0,5 - выполнение наладочных работ.

За  $X$  примем сумму затрат на среднестатистический проект по автоматизации подстанции, который примерно равен 600 млн. руб.

Подставим в уравнение и получим:

$$0,15 \cdot 600 + 0,40 \cdot 600 + 0,20 \cdot 600 + 0,20 \cdot 600 + 0,05 \cdot 600 = 600$$

$$90 + 240 + 120 + 120 + 30 = 600 \text{ млн. руб.}$$

где: 90 млн. руб. – это затраты на стадии проектирования;

240 млн. руб. – поставка первичного оборудования;

120 млн. руб. – поставка ПТК;

120 млн. руб. – выполнение монтажных работ;

30 млн. руб. – выполнение наладочных работ.

Далее проведем сравнительный анализ затрат реализации традиционного и инновационного решений автоматизации подстанции по основным стоимостным характеристикам, выделим преимущества от внедрения технических решений в соответствии с технологией «Цифровая подстанция».

### **Проектирование**

Затраты на проектирование подлежат сокращению. Система автоматизированного проектирования нового поколения, которая основывается на открытых международных стандартах МЭК 61850-6 SCL, МЭК 61970, МЭК 61131 позволяет резко сократить трудозатраты.

Преимуществом новой системы по сравнению со старой является то,

что благодаря результатам проектирования, возможно, настраивать и конфигурировать системы и устройства автоматизации любого производителя с минимальным использованием ручной работы. Также появляется возможность производить тестирование систем на различных этапах проектирования. Применение международных стандартов МЭК дает возможность для совместимости ПО от различных компаний и САПР.

Новые технологии и программное обеспечение позволяют сократить затраты на проектирование на 120 млн. руб. (20%). Это обеспечивается за счет уменьшения трудозатрат сотрудников при условии что будет применяться система автоматизированного проектирования нового поколения. Соответственно, сумма затрат на проектирование с учетом сокращения стоимости выполнения работ составит:

$$0,15 \cdot (1 - 0,20) \cdot 500 = 0,12 \cdot 500 = 60 \text{ млн. руб.}$$

Трудозатраты на этапе проектирования составляют примерно 2 000 чел./час. Это примерно 4 месяца – 3 человека. После того как будет использоваться новая технология САПР и обновленное специализированное программное обеспечение, то трудозатраты составят 1700 человек, а срок выполнения примерно 3 месяца.

### **Поставка первичного оборудования**

Для того чтобы реализовать построение подстанции необходимо учитывать, что должно производиться изменение первичного оборудования, а именно оборудования для измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения.

Таким образом при строительстве подстанции затраты на измерительные трансформаторы тока и напряжения будут составлять примерно 108 млн. руб. (18%). Сумма затрат на измерительные трансформаторы тока составляют примерно 80,4 млн. руб. (13,4%), а сумма затрат на измерительные трансформаторы напряжения составляют примерно 27,6 млн. руб. (4,6%).

В настоящее время продажи измерительных трансформаторов не

вышли на промышленный масштаб, поэтому их стоимость в несколько раз превышают стоимость традиционных трансформаторов. Для измерительных трансформаторов тока эта стоимость превышает более чем в 4 раза, а для измерительных трансформаторов напряжения – более чем в 2 раза.

Чтобы сравнить их стоимость на мировом рынке, составим таблицу 10.

Таблица 10 - Сравнительная стоимость оптических измерительных трансформаторов по отношению к традиционным трансформаторам

ЗАО «Профотек» ОТТ	Россия	3,5
ЗАО «Профотек» ОТН	Россия	1,8
Nari-Relays ECT	Китай	3,0
Nari-Relays ECH	Китай	1,35
NXTPhase NXVT (ОТН)	Канада	1,80
NXTPhase NXVT (ОТТ)	Канада	3,80
SDO SA1T (ОТТ)	Австралия	3,80
Arteche SDO-ОСТ	Испания	3,75

Поставщиков данного оборудования крайне мало, почти отсутствует конкуренция. Только часть крупных компаний занимается производством первичного оборудования. Поэтому цены на первичное оборудование значительно увеличены.

Рассчитаем оценочную стоимость измерительных трансформаторов тока и напряжения для российских, западных и китайских производителей.

1) Стоимость для решения на основе российских производителей (ЗАО «Профотек»):

$$0,4 \cdot ((1 + 3,5 \cdot 0,134) \cdot 600 + (1 + 1,8 \cdot 0,046) \cdot 600) = 0,6235 \cdot 600 = 374,1 \text{ млн. руб.}$$

2) Стоимость для решения на основе западных производителей (в среднем):

$$0,4 \cdot ((1 + 3,78 \cdot 0,134) \cdot 600 + (1 + 1,8 \cdot 0,046) \cdot 600) = 0,6236 \cdot 600 = 374,16 \text{ млн. руб.}$$

3) Стоимость для решения на основе китайских производителей (NariRelays):

$$0,4 \cdot ((1+3 \cdot 0,134) \cdot 600 + (1+1,35 \cdot 0,046) \cdot 600) = 0,6149 \cdot 600 = 368,94 \text{ млн. руб.}$$

### **Поставка и комплектация ПТК**

Для того чтобы создать цифровую подстанцию, следует качественное обновление всего оборудования, которое устанавливается на полевом уровне.

Для того чтобы передавать информацию в цифровом виде с помощью оптоволоконного кабеля и с использованием международного стандарта МЭК 61850 используют выносные УСО, которые устанавливаются в непосредственной близости от коммутационного оборудования. Также можно установить на подстанции оптические трансформаторы, для того чтобы упростить процесс сбора информации.

УСО включает в себя:

- Удаленный мониторинг и контроль функции;
- Монитор процессов для сбора и визуализации сигналов данных (проводной, последовательный, Ethernet);
- Шлюз связи, взаимодействующий по нескольким протоколам одновременно (например, Modbus, DNP3.0 и т. д.);
- Программируемый логический контроллер, способный автоматически контролировать производственный процесс;
- Человеко-машинный интерфейс (HMI) обеспечивающий обзор, подобный небольшой системе SCADA.
- Человеко-машинный интерфейс (HMI) обеспечивающий обзор, подобный небольшой системе SCADA.

У данного оборудования много различных преимуществ, такие как:

- Гибкая и масштабируемая аппаратная концепция;
- Гибкая связь с IED;
- Возможность выполнять сложные функции ПЛК;
- Интегрированный человеко-машинный интерфейс (HMI) для мониторинга станции;

- Современные инженерные инструменты с интерфейсом обмена данными;
- Функциональность архива;
- Функциональность диагностики и обслуживания;
- Высочайшая надежность;
- Устойчивость к атакам кибербезопасности.

Для того чтобы сократить затраты на сами шкафы выносные УСО можно установить в приводы выключателей и разъединителей. Также они могут быть установлены в отдельных конструктивах шкафов на ОРУ, в непосредственной близости с выключателями и разъединителями.

Для того чтобы сократить затраты на шкафы более чем в 2 раза применяют инновационное решение автоматизации подстанции. Стоимость составляет порядка 5% от стоимости ПТК, а значит сокращение составит порядка 15%.

Исходя из этого стоимость ПТК составит:

$$0,2 \cdot (1 - 0,15) \cdot 600 = 0,17 \cdot 600 = 102 \text{ млн. руб.}$$

Преимущества перехода к передаче сигналов в цифровом виде от коммутационных аппаратов в ОПУ:

- Передача сигнала в цифровом виде производит меньше ошибок;
- Проще обнаруживать и исправлять ошибки, поскольку передаваемые данные являются двоичными (1 и 0, только два различных значения);
- Более высокие максимальные скорости передачи данных;
- Более безопасный;
- Снижение затрат на кабельную продукцию;
- Снижение влияния электромагнитных помех;
- Сокращение монтажных и пусконаладочных работ.

#### **Монтаж (с учетом кабельной продукции)**

Происходит значительное уменьшение затрат на кабельную продукцию, за счет нового принципа построения системы на полевом уровне

на котором установлены устройства сбора информации, такие как: цифровые измерительные трансформаторы, выносные УСО и т.д.

Для реализации проекта составим таблицу 11, в которой представлен примерный расчет кабельной продукции для автоматизации подстанции в двух вариантах, в цифровом и в традиционном.

Таблица 11 - Расчет кабельной продукции

№	Марка кабеля	Длина, м		Цена в руб. без НДС	Сумма на кабельную продукцию		
		ПС	ЦПС		ПС	ЦПС	
1	КВВГЭнг-LS 4x1.5	450	450	48,65	21892,5	21892,5	
2	КВВГЭнг-LS 5x1.5	2200	700	58,94	129668	41258	
3	КВВГЭнг-LS 7x1.5	200	200	72,55	14510	14510	
4	КВВГЭнг-LS 10x1.5	17500	5000	109,3	1 912750	546500	
5	КВВГЭнг-LS 14x1.5	250	250	137,6	34400	34400	
6	КВВГЭнг-LS 19x1.5	200	200	195,82	39164	39164	
7	КВВГЭнг-LS 5x2.5	3500	1000	86,16	301560	86160	
8	ВВГнг-LS 4x2.5	950	2050	46,92	44574	96186	
9	Оптоволоконный кабель	1000	6000	48,32	48320	289920	
10	ИТОГО (руб.) без НДС					2 546 838,5	1 169 990,5

Из таблицы видно, что при реализации внедрения «Цифровой подстанции 110/10 кВ» затраты на кабельную продукцию сокращаются в 2 раза.

При сравнении традиционного метода автоматизации подстанции и инновационного экономия затрат на кабельную продукцию составляет более 1 миллиона руб.

При выполнении традиционного решения трудозатраты на монтажные работы составляют большую часть бюджета (40%), а при реализации проекта в инновационном решении кабельная продукция сокращается в 2 раза, следовательно, и трудозатраты монтажные работы тоже. Согласно данной таблице при реализации проекта в традиционном решении трудозатраты на прокладку медного кабеля составляет примерно 4360 чел./ч. работ монтажников и на работы механизаторов 1160 чел./ч., а так же на прокладку оптоволоконного кабеля – 176 чел./ч. и 47 чел./ч. соответственно. Рассмотрим вариант с реализацией инновационного решения, где сокращается количество медного кабеля и увеличивается количество оптоволоконного кабеля. Трудозатраты на реализацию инновационного решения составят: 1645 чел./ч. работ монтажников и 439 чел./ч. работ механизаторов по прокладке медного кабеля. Также 1056 чел./ч. на прокладку оптоволоконного кабеля и 281 чел./ч. соответственно. Следовательно, при сокращении кабельной продукции объем работ сократиться на 50%

При реализации инновационного решения ориентировочные трудозатраты на прокладку кабеля (с учетом сокращения количества медного и увеличением оптоволоконного кабеля) составят: 1 645 чел./ч. работ монтажников и 439 чел./ч. механизаторов по прокладке медного кабеля, трудозатраты по прокладке оптоволоконного кабеля – 1056 чел./ч. и 281 чел./ч. соответственно. Таким образом, сокращение затрат только в части кабельной продукции составит по ориентировочным данным порядка 1 млн.

руб. без учета НДС, что в процентном соотношении составит 50 % стоимости кабельной продукции.

И сумма затрат на монтажные работы составит:

$$0,2 \cdot (1 - 0,5) \cdot 600 = 0,1 \cdot 600 = 60 \text{ млн. руб.}$$

### **Пуско-наладочные работы**

При реализации традиционного решения трудозатраты на проведение пуско-наладочных работ на 2-3% больше. Следовательно, сокращение поставляемого комплекса ПТК (а именно сокращение количества шкафов, тестирование системы на этапе проектирования и т.д.) приведет к сокращению трудозатрат.

$$0,05 \cdot (1 - 0,03) \cdot 600 = 0,0485 \cdot 600 = 29,1 \text{ млн. руб.}$$

Всегда есть дополнительная степень риска и затрат, так и внедрение инновационных решений не исключение. Происходит увеличение затрат на проведение обучения или переподготовки сотрудников, также на проведение разработок новых устройств. Поэтому рассмотрим данные статьи затрат, а именно увеличение на 20-30% от стоимости проекта:

$$0,25 \cdot 600 = 150 \text{ млн. руб.}$$

### **Результаты сравнительного анализа стоимости**

Исходя из общих данных, подведем итог по сумме затрат на реализацию проекта «Цифровой подстанции 110/10 кВ»:

– Сумма затрат с применением российских оптических измерительных трансформаторов:

$$0,12 \cdot 600 + 0,6235 \cdot 600 + 0,17 \cdot 600 + 0,10 \cdot 600 + 0,0485 \cdot 600 + 0,25 \cdot 600 = 787,2 \text{ млн. руб.}$$

– Сумма затрат с применением западных оптических измерительных трансформаторов:

$$0,12 \cdot 600 + 0,6536 \cdot 600 + 0,17 \cdot 600 + 0,10 \cdot 600 + 0,0485 \cdot 600 + 0,25 \cdot 600 = 805,26 \text{ млн. руб.}$$

– Сумма затрат с применением китайских оптических измерительных трансформаторов:

$$0,12 \cdot 600 + 0,6149 \cdot 600 + 0,17 \cdot 600 + 0,10 \cdot 600 + 0,0485 \cdot 600 + 0,25 \cdot 600 = 782,04 \text{ млн. руб.}$$

$$12\% X + 61,49\% X + 17\% X + 10\% X + 4,85\% X + 25\% X = 130,34\% X$$

Такое увеличение цен происходит из-за того, что это первый, «пилотный проект цифровой подстанции». Когда будет производиться промышленное внедрение и когда цены на первичное оборудование будут уравниваться сумма затрат на проект получится:

$$0,12 \cdot 600 + 0,4 \cdot 600 + 0,17 \cdot 600 + 0,10 \cdot 600 + 0,0485 \cdot 600 = 83,85 \cdot 600 = 503,1 \text{ млн. руб.}$$

Сокращение стоимости при промышленном внедрении в случае сокращения цен на оптические трансформаторы тока/напряжения до уровня цен на традиционные составит:

$$600 - 0,8385 \cdot 600 = 0,1615 \cdot 600 = 96,9 \text{ млн. руб.}$$

## **Риски**

Инновационная деятельность сопряжена с различными видами риска. Следует продумать и предусмотреть обучение кадров, изменение подхода к проектированию, к монтажу, к пуско-наладочной работе и т.д. Также следует не забывать о надежности функционирования, которое влияет на надежность всей цифровой подстанции. «Надежность функционирования состоит из нескольких аспектах:

- Надежность локальной вычислительной сети;
- Надежность отдельных устройств;
- Надежность новых элементов (оптические трансформаторы тока и напряжения, выносные УСО);
- Надежность традиционных ИЭУ (необходимо учитывать задержки в передаче сообщений GOOSE, а также задержки в передаче значений тока);
- Надежность в синхронизации времени;
- Надежность персонала (персоналу необходимо качественно осуществить настройку приборов)» [9].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетические системы будущего все больше, распределяются и оцифровываются. Это фундаментальное преобразование идет полным ходом и ставит широкий круг задач для всех заинтересованных сторон. Только цифровизация позволит нам справиться с этими проблемами. Обеспечение успеха цифрового преобразования в энергетическом секторе требует решительности, гибкости и разумных инвестиций в интеллектуальные цифровые технологии. Это единственный способ управлять текущими задачами, в то же время, создавая достаточно возможностей для активного формирования будущего. Инвестиции в инновационные технологии сегодня создают перспективные электрические сети, характеризующиеся надежностью, эффективностью и устойчивостью.

Подстанции являются неотъемлемой частью электрических сетей. Они соединяют сети с различными уровнями напряжения, и их управляющая и координирующая функция жизненно важна для стабильности всей системы. Вот почему они считаются сердцем энергосистемы. Их цифровизация является решающим шагом к успешному формированию преобразования энергетических систем.

Оказывается, что цифровая подстанция может эксплуатироваться гораздо более экономично в течение своего жизненного цикла - от планирования и эксплуатации до обслуживания. Цифровая подстанция также повышает доступность, надежность и устойчивость всего блока питания. Вот как это обеспечивает добавленную стоимость, которая актуальна для коммунальных компаний и сетевых операторов.

Исходя, из проведенной работы можно сделать вывод, что при реализации инновационного проекта «цифровой подстанции 110/10 кВ» на основе российского оборудования компании «ЗАО Профотек» сумма затрат превышает затраты на среднестатистический традиционный проект подстанции и составляет 787,2 млн. руб. это 131,2 % от стоимости традиционного проекта. При промышленном внедрении «цифровых

подстанций» и при уравнивании цен на первичное оборудование (оптические трансформаторы тока и напряжения) сумма затрат не превысит традиционное решение подстанции и даже станет значительно меньше стоить. Затраты составят 503,1 млн. руб. это 84% от традиционного решения. Если цены на оптические трансформаторы тока и оптические трансформаторы напряжения станут такими же, как и на традиционные трансформаторы тока и напряжения, то данная методика будет актуальной.

Главной особенностью внедрения инновационного решения станет:

- Повышение надежности оборудования;
- Снижение кабельной продукции;
- Повышение безопасности;
- Повышение точности измерений;
- Высокая помехозащищенность и сейсмостойкость;
- Экологичность;
- Высокая пожароопасность и взрывоопасность.

Если этого не произойдет и цены на первичное оборудование останутся на том же уровне, то проект «цифровая подстанция» экономически не выгоден.

В результате, можно сказать, что предложенный проект «Цифровой подстанции» с внедрением инновационного решения, соответствует всем современным требованиям к надежности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цифровая подстанция МЭК 61850 [Электронный ресурс]: сайт электротехнического завода «Вектор». URL: [http://etz-vektor.ru/products/buklet\\_MEK\\_61850.pdf](http://etz-vektor.ru/products/buklet_MEK_61850.pdf) (дата обращения 11.12.18)
2. РФ. Росстандарт. ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанции и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели: утв. приказом: № 847 от 15.12.2009. М., 2009. 111 с.
3. Цифровая подстанция [Электронный ресурс]: электронный журнал. URL: <http://digitalsubstation.com> (дата обращения 07.02.19)
4. ABB group – ведущие цифровые технологии для промышленности [Электронный ресурс]: Сайт производителя компании ABB. URL: <http://new.abb.com> (дата обращения 08.02.19)
5. Цифровое проектирование [Электронный ресурс]: сайт Акционерного общества НТЦ ФСК ЕЭС. URL: <http://www.ntc-power.ru/> (дата обращения 15.02.19)
6. Цифровая энергетика [Электронный ресурс]: Первое отраслевое электронное СМИ. URL: <http://www.ruscable.ru/> (дата обращения: 16.03.19)
7. Симонов А.М., Паршин В.А., Нагиев А.Р. Цифровая подстанция и промышленные проблемы // Современные тенденции в науке, технике, образовании. 2018. № 2. С. 83-84.
8. РФ. Росстандарт. ГОСТ 27.003. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности: утв. приказом № 206 от 29.03.2017. М., 2017. 19 с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс] // Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». 2017. URL: [http://www.fskees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.10.248-2017.pdf](http://www.fskees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017.pdf) (дата обращения 26.03.19)
10. РФ. Госстандарт. ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт.

Трансформаторы тока. Общие технические условия: утв. постановлением № 92 от 13.03.2002. М., 2001. 29 с.

11. РФ. Госстандарт. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: утв. постановлением №91 от 13.03.2002. М., 2001. 29с.

12. Аношин А.О., Головин А.В. Стандарт МЭК 61850. Информационная модель устройства // Новости ЭлектроТехники, 2012. №5 (77). С. 1-12.

13. РФ. Госстандарт. ГОСТ Р МЭК 61850-9-2. Сети и системы связи на подстанциях. Назначение на определенный коммуникационный сервис – Передача мгновенных значений по интерфейсу МЭК 8802-3: утв. приказом № 1230 от 13.12.2011. М., 2011. 117с.

14. РФ. Госстандарт. ГОСТ Р МЭК 61850-8-1. Сети и системы связи на подстанциях. Назначение на определенный коммуникационный сервис – Назначение на MMS и МЭК 8802-3: утв. приказом № 1232 от 13.12.2011. М., 2011. 122с.

15. РФ. Госстандарт. ГОСТ Р МЭК 60870-101. «Устройства и системы телемеханики». Протоколы передачи. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики: утв. приказом № 46 от 28.03.2006. М., 2006. 139с.

16. Ковцова И.О. Обработка и передача данных для классических и цифровых электроподстанций. М.: Прометей, 2016. 236 с.

17. Епифанов А.М. В цифровых подстанциях мы видим огромный потенциал // Электроэнергия. Передача и распределение, 2016. № 1 (34). С. 6-9.

18. Тетёкин А.А., Маряхин Е.В., Канаев Д.Г. Обзор Smart Grid в Великобритании // Современные тенденции в науке, технике, образовании. 2018. № 2. С. 60-61.

19. Компания Элькабель [Электронный ресурс]: сайт для покупки кабелей. URL: <https://tolyatti.elektro-company.ru/> (дата обращения: 14.04.19)

20. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и

подстанций: Учебник. М.: Academia, 2017. 160 с.

21. Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года [Электронный ресурс]: Приложение 3 к протоколу № 370 заседания совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 07.06.2017. URL: [http://cipi.samgtu.ru/sites/cipi.samgtu.ru/files/32\\_publichnoe\\_akcionerное\\_obshchestvo\\_federalnaya\\_setevaya\\_kompaniya\\_edinoy\\_energeticheskoy\\_sistemy.pdf](http://cipi.samgtu.ru/sites/cipi.samgtu.ru/files/32_publichnoe_akcionerное_obshchestvo_federalnaya_setevaya_kompaniya_edinoy_energeticheskoy_sistemy.pdf) (дата обращения 10.03.19).

22. Моржин Ю.И., Попов С.Г., Коржецкий Ю.В., Ильин М.Д. Этапы внедрения технологии «Цифровая подстанция» на объектах ЕНЭС // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем 2013. С. 36-43.

23. Jenkins N. An Overview of the Smart Grid in Great Britain [Электронный ресурс]: DOAJ. 2015. <https://doaj.org/article/0ce3090d866444d99640fc7e7fa556f1> (дата обращения 15.03.18)

24. Bai J. Digital Metering System of New Generation Smart Substation in China [Электронный ресурс]: MATEC Web of Conferences. – 2016 – PP 1-10. - URL: [https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/pdf/2016/18/mateconf\\_acree2016\\_06007.pdf](https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/pdf/2016/18/mateconf_acree2016_06007.pdf) (дата обращения 16.03.18)

25. Hinkley K. First digital substation in TransGrid – Australia: a journey, business case, lessons [Электронный ресурс]: The Journal of Engineering. – Volume 2018. Issue: 15. PP 1135 1139 URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8503009> (дата обращения 20.03.19)

26. Dong X. Smart power substation development in China [Электронный ресурс]: CSEE Journal of Power and Energy Systems. – Volume 2016. Issue: 4. PP 1-5 URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7785861> (дата обращения 21.03.18)

27. Holbach J. IEC 61850 projects Bradley [Электронный ресурс]: PACWorldmagazine. 2007. PP 50- 58 URL: [https://www.pacw.org/issue/autumn\\_2007\\_issue/tva\\_bradley/first\\_iec\\_61850\\_multivendor\\_project\\_in\\_the\\_usa.html](https://www.pacw.org/issue/autumn_2007_issue/tva_bradley/first_iec_61850_multivendor_project_in_the_usa.html) (дата обращения 25.03.19)

28. ABB Switzerland Ltd. ABB's Digital Substation [Электронный ресурс]: ABB Switzerland Ltd // July 2016. URL: [http://new.abb.com/docs/librariesprovider139/defaultdocument-library/digital-substation\\_brochure.pdf?sfvrsn=4](http://new.abb.com/docs/librariesprovider139/defaultdocument-library/digital-substation_brochure.pdf?sfvrsn=4) (дата обращения 26.03.19)

29. Steven A. K. Protection and control system use of non-conventional instrument transformers and process bus [Электронный ресурс]: The InterNational Electrical Testing Association Journal. ABB Inc., 2017. URL: <https://library.e.abb.com/public/5686c3fc42b94c04910b024d91054a85/Netaworld%20digital%20substation%202017.pdf> (дата обращения 28.03.19)

30. Shen J. Controllable Load Management Approaches in Smart Grids [Электронный ресурс]: Energies. 2015. № 8(10). URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/11187/htm> (дата обращения 28.11.18)

31. Deng W. Adaptive Micro-Grid Operation Based on IEC 61850 [Электронный ресурс]: Energies. 2015 №8 (5). – PP 4455-4475. - URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/4455/htm> (дата обращения 04.12.18)