

**РОСЖЕЛДОР**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«Ростовский государственный университет путей сообщения»**  
**(ФГБОУ ВО РГУПС)**

---

Н. А. Попова, О. В. Кубкина, П. А. Бодров

**ТЯГОВЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ**

Учебно-методическое пособие

Ростов-на-Дону  
РГУПС  
2021

УДК 621.331 : 621.311(07) + 06

Рецензент – кандидат технических наук, доцент Л. Л. Замшина.

**Попова, Н. А.**

Тяговые и трансформаторные подстанции : учебно-методическое пособие / Н. А. Попова, О. В. Кубкина, П. А. Бодров; ФГБОУ ВО РГУПС. – Ростов-на-Дону : РГУПС, 2021. – 28 с.

Содержатся основные сведения о конструкции и технических характеристиках тяговых и трансформаторных подстанций, современных тенденциях в цифровизации тяговых подстанций.

Для обучающихся по специальности 23.05.05 «Системы обеспечения движения поездов» (специализации № 1 «Электроснабжение железных дорог») всех форм обучения, изучающих дисциплину «Тяговые и трансформаторные подстанции», а также для аспирантов и научных сотрудников, занимающихся проблемами транспорта.

Одобрено к изданию кафедрой «Автоматизированные системы электро-снабжения».

© Попова Н. А., Кубкина О. В.,  
Бодров П. А., 2021  
© ФГБОУ ВО РГУПС, 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Структура цифровой подстанции и ее описание.....	4
2 Обзор стандарта МЭК 61850.....	5
3 Структура цифровой подстанции.....	6
4 Организация передачи данных на цифровых подстанциях.....	7
5 Шина процесса.....	10
6 Шина подстанции.....	14
7 Оптические трансформаторы тока и напряжения.....	15
8 Интеллектуальные электронные устройства.....	17
9 Язык описания конфигурации системы.....	19
10 Проблема реализации проекта цифровой тяговой подстанции для электрифицированной железной дороги .....	20
11 Информационное взаимодействие и структура.....	22
Библиографический список .....	26

## Введение

Новые технологии производства современных систем управления в области транспортной энергетики перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического использования. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа – цифровую подстанцию [1].

В реальности, согласно [2, 3]: «Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850».

Из этого можно сделать вывод, что цифровыми являются только те подстанции, где применено оборудование, поддерживающее стандарты МЭК 61850. Стоит отметить, что стандарты МЭК 61850 изначально разрабатывались для работы внутри отдельно взятой подстанции, поэтому выдача информации на диспетчерский пункт производится другими протоколами (обычно МЭК 60870-5-104), это, по всей видимости, не противоречит термину «цифровая подстанция».

### 1 Структура цифровой подстанции и ее описание

Предполагается на основе стандартов серии МЭК 61850, что на ЦПС будут использоваться только цифровые сигналы. Это позволит получить следующие преимущества [3]:

- уменьшить количество медных кабельных связей;
- исключить появление дополнительных погрешностей;
- повысить электромагнитную совместимость оборудования;
- сократить монтажные и наладочные работы при строительстве ПС;
- унифицировать информационные протоколы передачи данных;
- унифицировать механизмы конфигурирования подстанции;
- упростить механизмы проверки устройств
- упростить проектирование, эксплуатацию и обслуживание ПС;
- уменьшить размеры ПС.

Отличительными характеристиками ЦПС являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. Из комбинации программных модулей

может быть составлена необходимая функция защиты и автоматизации, а в качестве первичных цифровых датчиков могут быть использованы оптические датчики тока и напряжения. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети (Smart Grid) [3, 4].

При этом отсутствует общепринятое определение данной технологии. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА [5]. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить её обработку, а также представлять информацию в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройств также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т. д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам с передачей на верхние уровни.

Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передаётся в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подаётся на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП [5].

На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели [5]. Для функций защиты, измерения, учёта, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и её стоимость.

## **2 Обзор стандарта МЭК 61850**

С появлением первых цифровых устройств, начали формироваться требования к системам передачи данных. Эти требования касались надёжности, производительности и совместимости программно-аппаратных решений.

Каждый производитель строил систему на основе тех протоколов передачи данных, которые он считал наиболее подходящими для решения той или иной задачи. Использовались такие протоколы, как 60870-101/103/104, Modbus, DNP3 и т. д. Однако ни один из них не стал для производителей микропроцес-

сорных терминалов однозначным фаворитом в этой сфере. Попытки организовать логическую вычислительную сеть подстанции сталкивались с проблемой совместимости устройств различных производителей. Революционное развитие ситуация получила после выпуска стандарта МЭК 61850 [6]. Серия стандартов МЭК 61850 – это набор стандартов, основными из которых являются: стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта. Широкомасштабное внедрение цифрового обмена сообщениями для связи внутри подстанции возможно только в том случае, если оно основано на одном общем стандарте.

Стандарт получился относительно сложным именно из-за своей универсальности. Он описывает не только как передаются данные, но и закрепляет требования к описанию электрических систем на всех уровнях, начиная от уровня системы в целом, заканчивая конфигурацией отдельного терминала РЗА. Согласно этим требованиям, система описывается в понятной и стандартизированной форме. Вся информация о конфигурациях хранится в файлах определенного формата. Это приводит к тому, что разработка систем на базе 61850 проста и понятна. Кроме того, в стандарте прописаны требования по электромагнитной совместимости, по взаимозаменяемости устройств и т. д. Значительная часть стандарта посвящена протоколам передачи данных – MMS и GOOSE.

MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE – для обмена данными между терминалами. Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у MMS и GOOSE выше, чем у других протоколов передачи данных, таких как, например, Modbus.

Из всех стандартов серии МЭК 61850 только 7 имеют официальный перевод на русский язык и утверждены в качестве национальных стандартов РФ серии ГОСТ Р МЭК 61850 [6].

### **3 Структура цифровой подстанции**

Структура цифровой подстанции, представлена на рис. 1. Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня [2, 8]:

1 Полевой уровень или 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).

2 Уровень присоединения.

Этот уровень включает все контрольные и защитные интеллектуальные электронные устройства. Электронное оборудование для контроля, защиты, связи и других функций, таких как мониторинг и диагностика, часто упоминается как вторичное оборудование.

### 3 Станционный уровень.

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

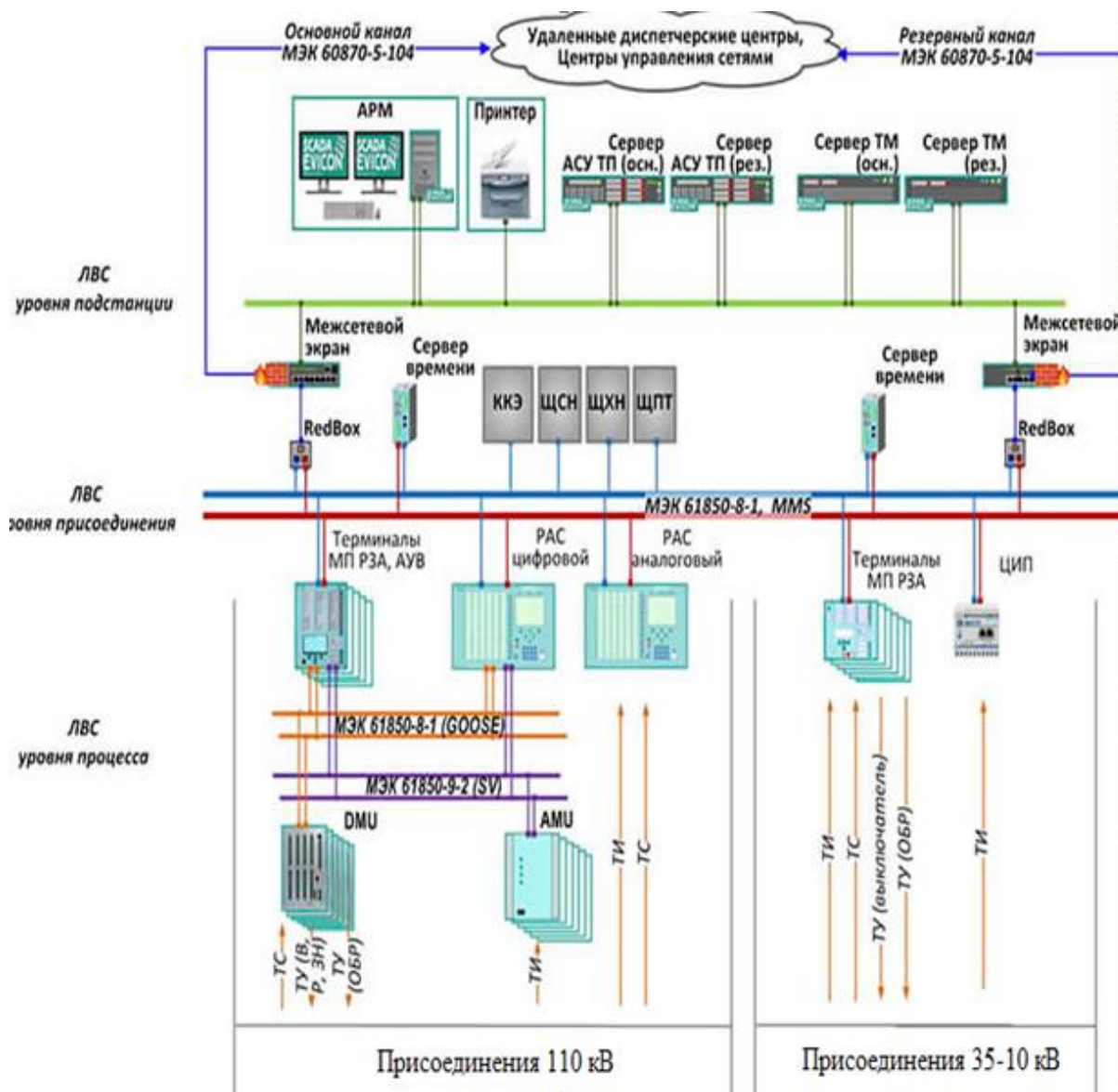


Рис. 1. Структура цифровой подстанции

### 4 Организация передачи данных на цифровых подстанциях

Согласно МЭК 61850 [3, 4] устройства РЗА объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, что применение техно-

логической шины значительно уменьшает количество медных проводов, что упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы. Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность энергетических объектов в целом. Причем под термином «шина» понимается соединение системы связи между интеллектуальными электронными устройствами с помощью средств связи [6]. То есть это и физический канал, и протокол связи, который в нем используется. Но МЭК 1850 не касается ни физической реализации шин, ни материала проводников (медь, оптоволокно и т. д.), ни конфигурации сети (радиальная, кольцевая и т.д.). МЭК 61850 регламентируют только протоколы обмена данными и форматы данных.

МЭК 61850 выделяет три типа данных (таблица) [6, 7, 9]. Первый тип составляет основной поток информации, заполняющей шину подстанции. Он представляет собой большое количество данных, для которых не важна скорость передачи. Такая информация передается с использованием MMS-сообщений. Технология MMS-сообщений описана в ISO 9506, а правила назначения данных на этот протокол – в разделе МЭК 61850-8-1. Технология функционирования релейной защиты и автоматики предусматривает наличие еще двух типов сигналов, для которых уже критичны временные задержки в передаче. Это дискретные сигналы различных терминалов и результаты мгновенных измерений токов и напряжений. Для передачи данной информации используется протокол IEC/MЭК 8802. Дискретные сигналы передаются в GOOSE-сообщениях, правила формирования которых указаны в МЭК 61850-8-1. Данные измерений формируют SV-сообщения. Разделы МЭК 61850-9-2 и МЭК 61850-9-2LE содержат указания по формированию пакетов данных, частоте измерений, а также правила синхронизации и дублирования [9].

При использовании MMS передача данных осуществляется по технологии «клиент-сервер». Клиентом в этом случае выступает одна из систем подстанционного уровня, например АСУ ТП, роль сервера выполняют терминалы уровня присоединения. Клиент обращается к серверу, используя его IP-адрес. Сервер передает клиенту информацию по запросу или в виде отчетов при изменении одной или нескольких переменных. Выполняя постепенный опрос всех устройств уровня присоединения, системы уровня подстанции накапливают довольно большой набор информации, представляющий собой общую модель данных подстанции, а также текущие значения данных и их атрибутов. С течением времени значения переменных обновляются согласно отчетам, предоставляемым устройствами уровня присоединения. Передача данных таким образом может потребовать некоторого времени для обработки информации в передающих аппаратах.



## Протоколы передачи данных

Уровень эталонной модели	Тип данных	Функции	Примеры протоколов
1 Физический	Биты	Работа со средой передачи, сигналами и двоичными данными	RS-485, USB, Ethernet, витая пара, оптоволокно
2 Канальный	Кадры	Физическая адресация	Ethernet
3 Сетевой	Пакеты	Определение маршрута и логическая адресация	GOOSE, SV
4 Транспортный	Сегменты	Прямая связь между конечными пунктами и надежность	TCP/IP, МЭК 60870-5-104
5 Сеансовый	Данные	Управление сеансом связи	
6 Представительский (представления)		Представление и шифрование данных	ASCII
7 Прикладной		Доступ к сетевым службам	MMS, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-104

Сообщения GOOSE, в отличие от MMS, передаются с минимальными временными затратами. Устройства обращаются сразу к канальному уровню модели OSI. Для этого используются MAC-адреса. Интеллектуальное устройство, выполняющее передачу, формирует набор данных для создания GOOSE-сообщения, которое непрерывно транслируется в сеть с заданным интервалом. При изменении одной из переменных интервал транслирования на время уменьшается. Это одна из мер по реализации принципа гарантированной доставки сообщения в максимально короткое время. Одно или несколько принимающих устройств настраивают подписку на конкретное GOOSE-сообщение. Фиксированный максимальный допустимый интервал повторения передачи сообщений помогает диагностировать состояние канала связи. Кроме того, в состав GOOSE-сообщения входят метки двух счетчиков: количества посылок и количества изменений данных.

Их использование также помогает диагностировать неполадки в сети и, в случае необходимости, восстановить потерянную информацию.

Передача SV-сообщений организуется по тем же правилам, что и GOOSE. Однако следует понимать, что переменные в пакетах данных постоянно изменяются, следовательно, наборы данных должны содержать дополнительную информацию, необходимую для синхронизации.

Для взаимозаменяемости помимо взаимодействия необходима также стандартизация функциональности интеллектуальных электронных устройств. Под функцией: понимается задача, выполняемая системой автоматизации подстанции. Как правило, функция состоит из более мелких логических узлов, которые обмениваются между собой данными. Согласно МЭК 61850 логический узел (Logical Node) [6] является наименьшим элементом, способным обмениваться данными.

## 5 Шина процесса

На существующих тяговых подстанциях сигналы с ТТ и ТН поступают на определенные устройства РЗА, а также в АСУП, АИИС КУЭ и приборы контроля качества электрической энергии. Причем в соответствии с требованиями действующего стандарта [10] для АИИС КУЭ должны использоваться либо отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН, либо отдельные ТТ и ТН. В любом случае для АИИС КУЭ классы точности ТТ должны быть не такими, как для РЗА; а именно: не хуже  $0,5S$  для присоединений с напряжением 6–110 кВ и не хуже  $0,2S$  для присоединений с напряжением 220 кВ и выше, а классы точности ТН должны быть не хуже 0,5 для присоединений с напряжением 6–110 кВ и не хуже 0,2 для присоединений с напряжением 220 кВ и выше [5, 10].

Для ЦПС стандартом МЭК 61850-9-2 вводится концепция шины процесса с выборочными значениями (SV). Шиной процесса по МЭК 61850-1 называется коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня подстанции: коммутационная аппаратура, ТТ и ТН (рис. 2). МЭК 61850-9-2 распространяется на ТТ и ТН с цифровым интерфейсом, устройства сопряжения с шиной процесса и ИЭУ с возможностью приема данных от трансформаторов тока и напряжения в цифровом виде.

Потенциальные преимущества шины процесса (обещаемые энтузиастами МЭК 61850) иллюстрирует рис. 2.

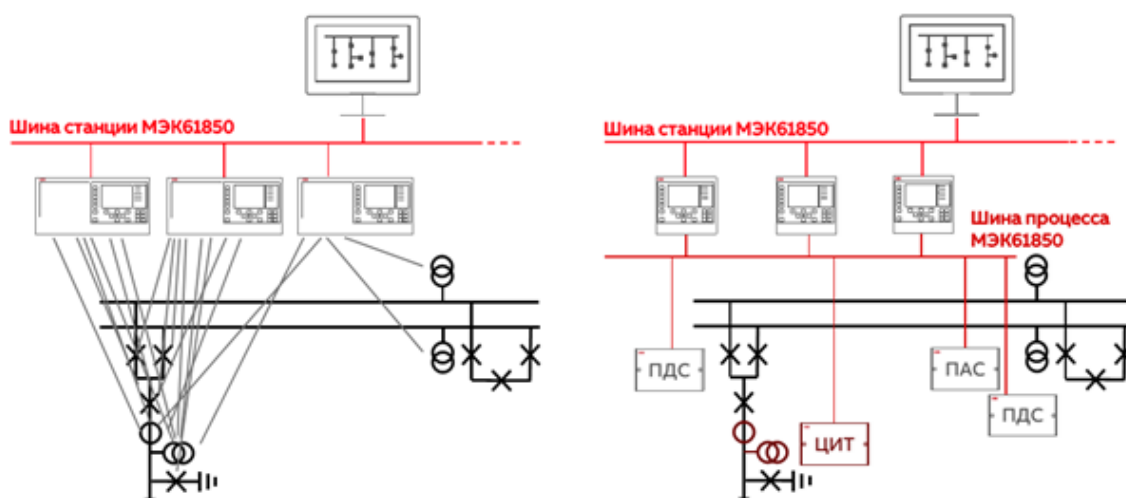


Рис. 2. Потенциальные преимущества шины процесса

Здесь ЦИТ – цифровой измерительный трансформатор; ПАС – преобразователь аналоговых сигналов; ПДС – преобразователь дискретных сигналов. Слева изображена существующая структура связей терминалов РЗА и управления с силовой схемой присоединений, а справа – вариант соединений с использованием шины процесса. Из сравнения этих двух вариантов изображений следует, что многочисленные кабели с медными жилами заменены на относительно простую шину процесса и несколько дополнительных ИЭУ. Причем для передачи одного сигнала используются две жилы медного кабеля – положительной и отрицательной полярности оперативного напряжения.

На рис. 2 изображены два присоединения: слева – отходящий фидер, а справа – шинные коммутационные аппараты и ТН. Поэтому и шин процесса должно быть минимум две, чтобы исключить возможность одновременного выхода из строя двух присоединений при неисправности шины процесса. Но даже для одного присоединения одной шины процесса может быть недостаточно, если это присоединение требует ближнего резервирования защит, как показано на рис. 3 [11].

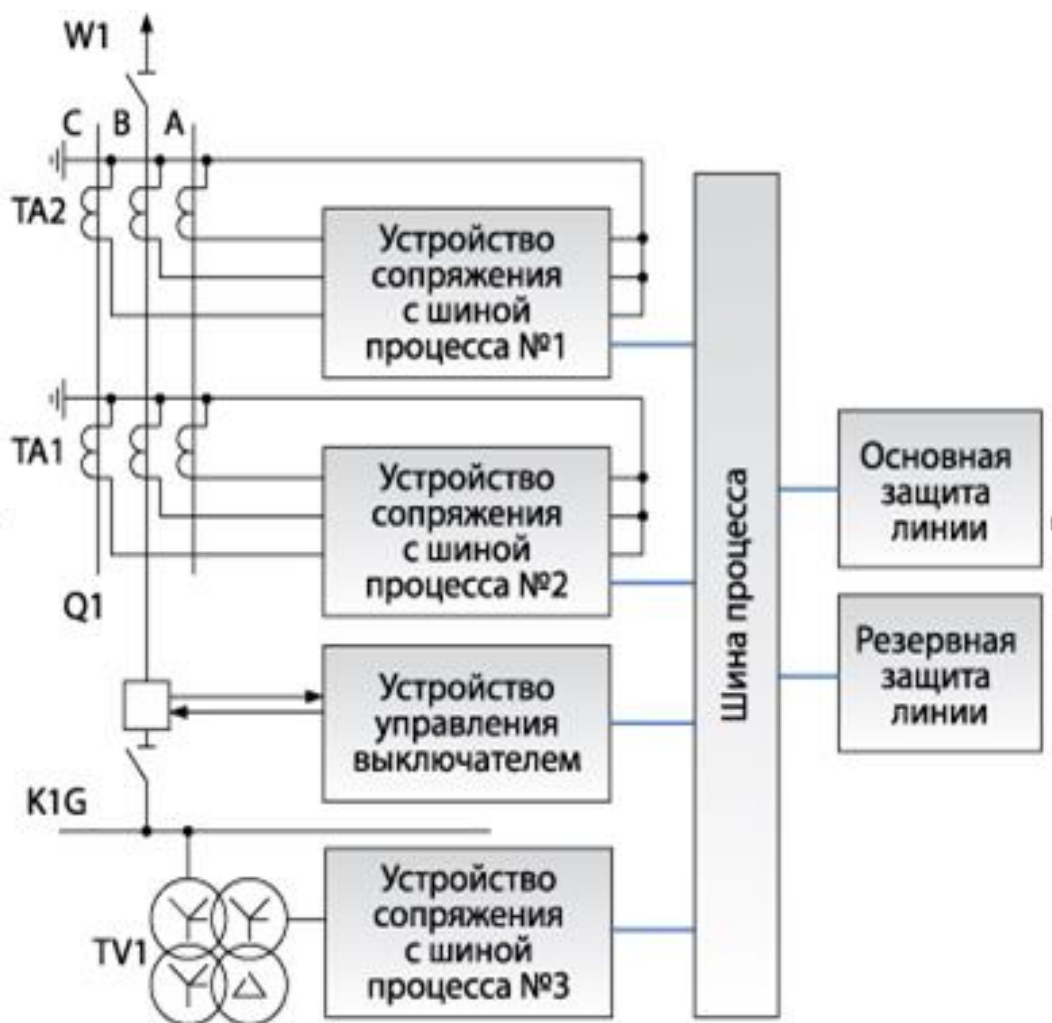


Рис. 3. Схема подключения РЗА к шине процесса

Такая схема подключения терминалов РЗА (рис. 3) нарушает принцип независимости действия основной и резервной защит [11]: отказ или повреждение (неисправность) одной из них не должны влиять на работоспособность другой. До появления шины процесса этот принцип соблюдался – каждая из защит подключалась к отдельному трансформатору тока (ТА1 или ТА2) отдельными кабелями. И чтобы надежность РЗА в целом не уменьшилась в результате введения общей шины процесса, следует использовать две отдельные шины процесса.

Аналогичные трудности появляются и при использовании шины процесса для подключения терминалов дифференциальной защиты трансформаторов и шин. На рис. 4 показан сегмент шины процесса для трансформатора [2]. В этом случае для обеспечения действия основной и резервной защит («защиты 1» и «защиты 2») используются две шины процесса МЭК 61850-9-2. Третья шина используется для регистрации аварийных процессов, поскольку для этого случая нужна совсем другая организация потока данных в шине. При этом цепи основной и резервной защит проходят вместе через шкаф управления и мониторинга трансформатора, в котором должно быть обеспечено раздельное электропитание ИЭУ, соответствующим разным защитам.

На рис. 4 также показаны две шины подстанции, т. к. эта шина требует обязательного «горячего» резервирования, поскольку неисправность этой шины ведет к полной потере управления подстанцией и к невозможности работы всех систем подстанционного уровня.

Предполагается, что технология шины процесса обеспечит такие преимущества, как уменьшение затрат на кабельные связи и более высокую точность передаваемых данных. Однако она создает и ряд трудностей, связанных с организацией потока данных в самой шине процесса [6, 12]:

- высокие требования к сетевой нагрузке и пропускной способности;
- необходимость синхронизации времени с точностью 1 мкс;
- обеспечение кибербезопасности;
- резервирование сети с высокой отказоустойчивостью;
- обеспечение совместимости оборудования различных производителей

и т. д.

Действительно, для разных ИУЭ имеются разные требования к частоте передачи данных. Для РЗА может быть достаточным передавать мгновенные значения с частотой 24 выборки за период частоты сети 50 Гц, а для целей контроля качества электрической энергии потребуется более высокая частота – 256 выборок за период. К тому же каждый трансформатор тока – трехфазный (за исключением разве что ТТ в шине заземления корпуса трансформатора – см. рис. 4).

С другой стороны, в указанных случаях, предъявляются различные требования к быстродействию. В случае передачи данных устройству РЗА требуется передать значения тока и напряжения в темпе реального времени с минимальной задержкой. Тогда как для целей коммерческого учета и анализа качества электрической энергии допустимо введение задержек при условии точной привязки данных к единому времени.

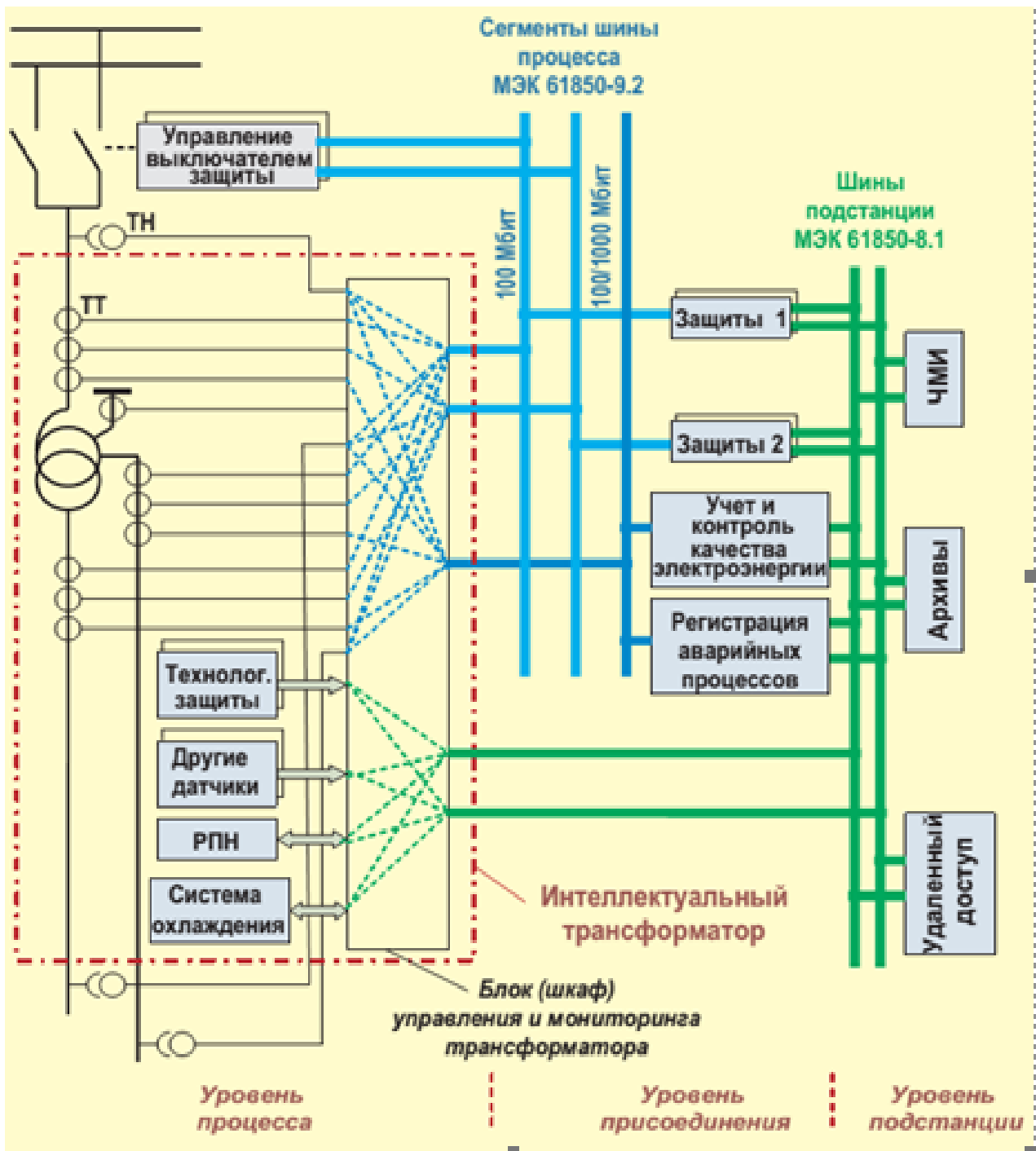


Рис. 4. Схема подключения трансформатора к шинам процесса

Устройства РЗА могут получать измерения от разных устройств шины процесса. Например, от трех ТТ для дифференциальной защиты трансформатора (рис. 4). В этом случае отсутствие синхронизации между выборками с трех устройств может привести к ложным или излишним срабатываниям защиты в случае возникновения различных задержек по сети и неодновременного прихода пакетов данных. Во избежание таких случаев требуется, чтобы выборки,

сформированные различными устройствами в один и тот же момент времени имели один и тот же идентификатор. Таким идентификатором является счетчик выборок, который должен синхронизироваться по сигналам точного времени [1].

## 6 Шина подстанции

Шина подстанции в АСУП, разумеется, существовала и до появления МЭК 61850. В ней использовались различные «электротехнические» протоколы. Наиболее часто используются Modbus и МЭК 60870-5-101/103/104 [5]. Эти протоколы достаточно успешно позволяют реализовывать задачи диспетчерского управления и интеграции данных в системы управления, однако не позволяют реализовывать функции реального времени.

Как было описано ранее, стандарт МЭК 61850 для шины подстанции предлагает использование протокола MMS – протокола передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями. Он используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA-систему для дальнейшей визуализации. MMS определяет [6]:

- набор стандартных объектов для совершения над ними операций, которые должны существовать в устройстве (например, чтение и запись переменных, сигнализация о событиях и т. д.);
- набор стандартных сообщений, которыми осуществляется обмен между клиентом и сервером для операций управления;
- набор правил кодирования этих сообщений (как значения и параметры назначаются на биты и байты при пересылке);
- набор протоколов (правила обмена сообщениями между устройствами).

Таким образом, MMS не определяет прикладных сервисов, которые определены стандартом МЭК 61850. Кроме того, протокол MMS сам по себе не является коммуникационным протоколом, он лишь определяет сообщения, которые должны передаваться по определенной сети. В качестве коммуникационного протокола в MMS, показывающий информационную модель объекта, используется стек TCP/IP. Общая структура применения протокола MMS для реализации сервисов передачи данных в соответствии с МЭК 61850 представлена на рис. 5 [2].

Такая достаточно сложная диаграмма передачи данных должна обеспечить, с одной стороны, неизменность абстрактных моделей (а следовательно, неизменность стандарта и его требований), а с другой – использовать современные коммуникационные технологии на базе IP-протокола. Однако следует отметить, что ввиду большого количества назначений протокол MMS является относительно медленным, поэтому его применение для приложений реального времени нецелесообразно, следовательно, протокол не может определять прикладных сервисов [3, 12].

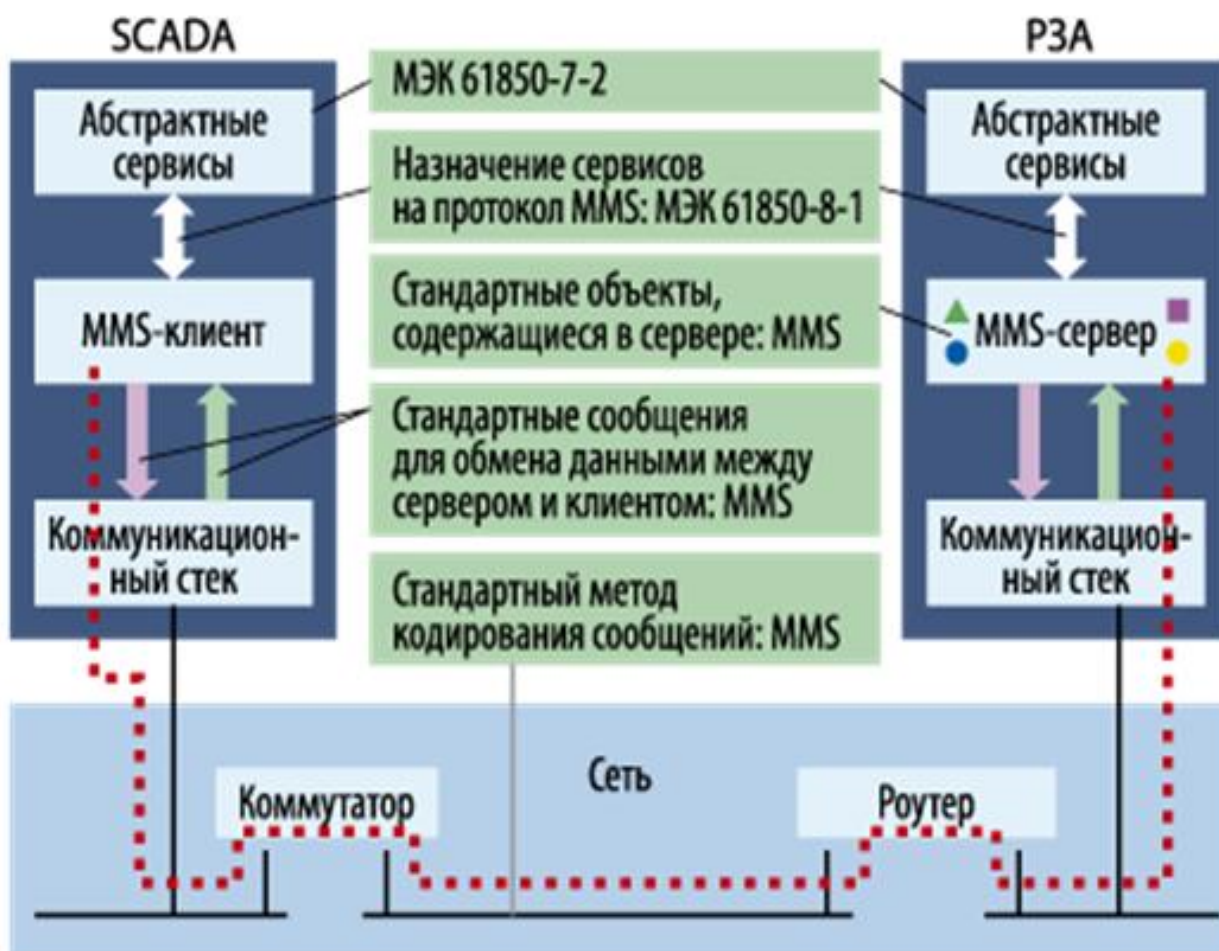


Рис. 5. Схема передачи данных по протоколу MMS

## 7 Оптические трансформаторы тока и напряжения

Как уже отмечалось выше, стандарты серии МЭК 61850 не распространяются на элементы силовых электрических цепей, но косвенно все же затрагивают два типа таких элемента: измерительные ТТ и ТН. МЭК 61850 требует, чтобы все ТТ и ТН формировали цифровой сигнал для возможности его введения в шину процесса.

Это требование частично совпадает с возникшей гораздо раньше тенденцией перехода от электромагнитных ТТ и ТН к электронным и, далее, к оптическим (точнее – к оптоэлектронным). Оптические ТТ и ТН потенциально имеют ряд преимуществ:

- практически идеальную гальваническую развязку первичных и вторичных цепей (для повышения безопасности персонала при работе во вторичных цепях при высоких и особенно сверхвысоких напряжениях первичных цепей);
- отсутствие влияния электромагнитных помех на вторичные цепи (что особенно актуально на подстанциях со значительной протяженности кабельных каналов);

– большой динамический диапазон измеряемых токов ТТ (что обеспечивает измерение и малых токов нагрузки и больших токов коротких замыканий без искажения формы кривой и с минимальной погрешностью);

– отсутствие масла или элегаза (что обеспечивает простоту обслуживания в процессе эксплуатации);

– отсутствие опасности размыкания вторичных цепей ТТ и феррорезонанса в ТН.

Однако серийное производство оптических ТТ и ТН освоено в России пока только одним предприятием – ЗАО «ПРОФОТЕК» [13]. «ПРОФОТЕК» предлагает:

– трансформаторы тока электронные оптические на напряжение от 110 до 500 кВ;

– делители напряжения цифровые электронные;

– комплексные решения для цифровой подстанции (в частности, автоматизированное унифицированное распределительное устройство модульного типа АУРУМ 110 кВ серии «Питер» для модернизации ОРУ-110/35/6 кВ с использованием оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения);

– трансформаторы тока электронные оптические гибкие (для переменного и постоянного тока);

Однако по поводу применения оптических ТТ и ТН необходимо иметь в виду следующее:

а) помимо собственно датчика, устанавливаемого на высоковольтных шинах, имеется еще электронный блок для преобразования оптического сигнала в электрический, а также блок для сопряжения ТТ или ТН с шиной процесса;

б) дополнительно производитель рекомендует устанавливать электронный блок резервированного питания повышенной надежности, а для получения нормированного аналогового вторичного сигнала тока или напряжения – электронный блок цифро-аналогового преобразования;

в) дополнительные блоки имеют габариты 480×380×135 мм (их конструктивное исполнение предполагает установку в типовую стойку шириной 19 дюймов), электропотребление на один блок – 50 Вт;

г) ввиду существенно большей стоимости чем электромагнитные, оптические ТТ и ТН на напряжениях ниже 110 кВ не применяют (отсутствует экономическая эффективность замены меди на оптоволокно, ввиду небольшой протяженности связей устройств).

Внешний вид оптического ТТ (производимого «ПРОФОТЕК») приведен на рис. 6. ТТ показан с тремя оптоволоконными выходными цепями и соответствующими электронными блоками для основной и резервной защит, а также для измерения и учета энергопотребления. Однако помимо этих блоков необходимы также электронные блоки, которые упоминались выше (в перечислениях а и б), чтобы организовать тройную шину процесса, как показано на рис. 5.



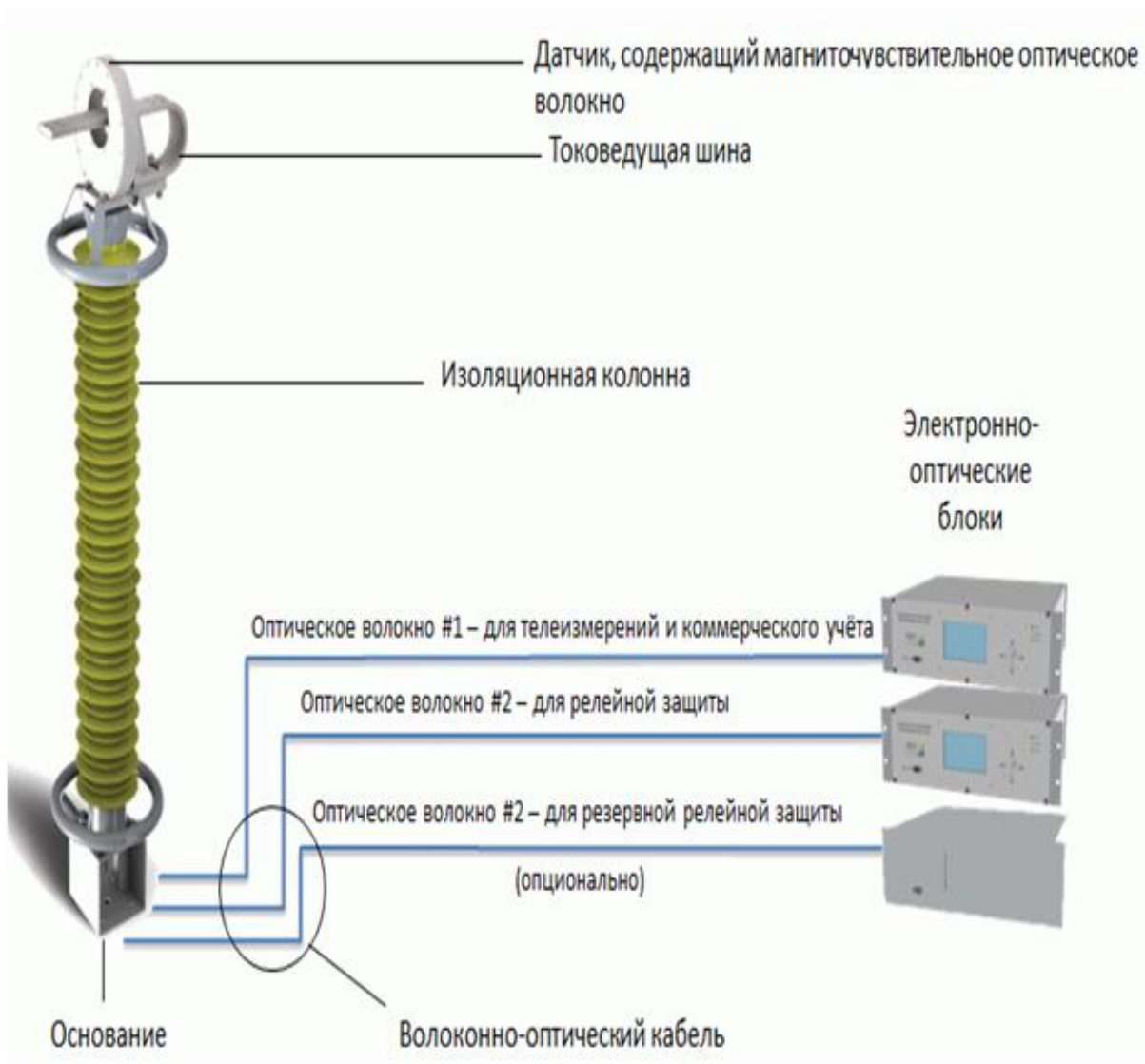


Рис. 6. Оптический ТТ с подключенными электронными блоками

Стоит заметить, что наличие оптоволокна (3 шт.) в таком ТТ обусловлено не требованиями МЭК 61850, а требованиями к РЗА.

## 8 Интеллектуальные электронные устройства

Под ИЭУ понимаются [2, 3] устройство, содержащее процессор(ы), способное получать или передавать данные или управляющие воздействия от внешнего источника или на внешний источник, выполняющее работу заданных логических узлов в конкретном контексте и разграниченное своими интерфейсами.

Следование требованиям МЭК 61850 при создании терминалов РЗА привело к необходимости изменения внутренней структуры терминалов от централизованного исполнения к распределенному, как показано на рис. 7 [2]. Здесь IED – ИЭУ (интеллектуальное электронное устройство); I – аналоговые входы тока; U – аналоговые входы напряжения; DI – дискретные входы; DO – дискретные выходы

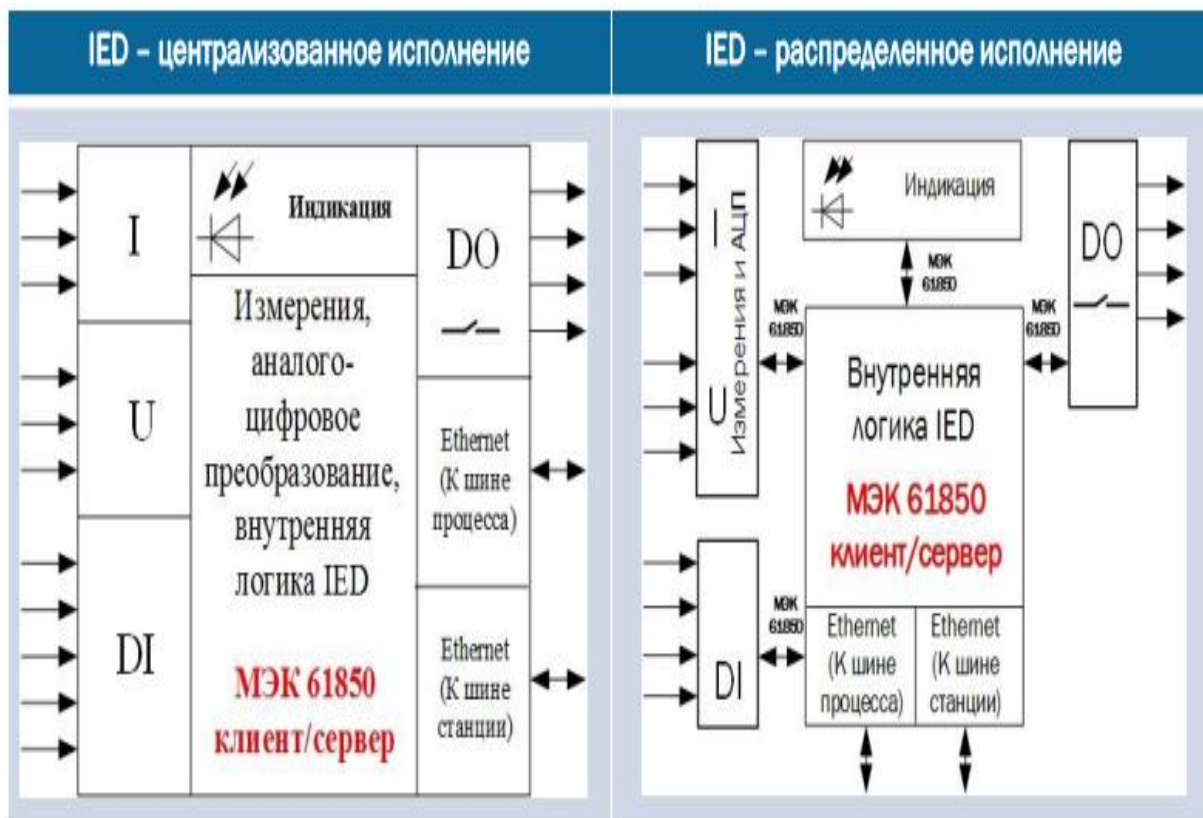


Рис. 7. Изменения внутренней структуры терминалов РЗА

Такое изменение было вызвано требованием МЭК 61850 стандартизовать интерфейсы не только между ИЭУ в составе ЦПС, но и между логическими элементами внутри терминала [14]. Это, естественно, приводит к усложнению терминала, увеличению его габаритов и стоимости. Но позволяет создать универсальную аппаратную платформу терминала РЗА, а все различия между необходимыми функциями защиты, управления и т. д. обеспечивать за счет изменений в программном обеспечении. При этом в проведенных испытаниях не учитывались возможные задержки, обусловленные информационной нагрузкой в сети передачи данных, в которой может находиться большое число ИЭУ, а также ряд других потенциально влияющих факторов.

## 9 Язык описания конфигурации системы

Стандарт МЭК 61850 описывает модель данных и единый язык описания конфигурации системы – System Configuration Language (SCL). Он представляет собой формальное описание отношений между АСУП и самой подстанцией. На прикладном уровне можно описать саму топологическую структуру распределительного устройства и ее отношение к функциям АСУП (логическим узлам), сконфигурированным на ИЭУ. Каждое устройство должно предоставить SCL-файл, в котором описывается самоконфигурирование подстанции [3, 12].

В части языка SCL стандарт описывает три типа конфигурационных инструментов и 6 типов файлов, используемых на различных стадиях создания энергообъекта (конкурсные процедуры, проектирование, наладка и эксплуатация). Язык SCL базируется на известном языке разметки XML (eXtensible Markup Language), отличительной чертой которого является возможность восприятия данных не только программно-аппаратными платформами, но и человеком. Несмотря на это, на практике, восприятия человеком файлов SCL, описывающих итоговую конфигурацию комплексов РЗА и АСУП, чрезвычайно осложнено [15]. Помимо сложности синтаксиса языка, это обусловлено большим объемом этих файлов: файлы реальных проектов содержат сотни тысяч строк. Между тем, файлы SCL описывают функциональные связи между устройствами комплексов РЗА и АСУП, и их понимание играет важную роль на всех стадиях жизненного цикла энергообъекта.

Наиболее часто функциональные связи между ИЭУ представляются программными инструментами либо в табличном виде, например, в формате Microsoft Excel, либо в примитивном графическом формате без достаточного уровня детализации. Указанное делает невозможным или чрезвычайно затруднительным обнаружение ошибок в проекте, начиная с тех, которые могут проявляться на этапе пуска-наладки комплексов РЗА (неправильно запроектированные связи и параметры этих связей) и, заканчивая теми, что могут приводить к снижению технического совершенства комплексов РЗА: снижению быстродействия в связи с избыточной загрузкой коммуникационных интерфейсов ИЭУ и сегментов линий связи, снижению надежности при не использовании атрибутов качества передаваемых сигналов и др.

Отдельной проблемой является представление данных файлов SCL для проектов с применением оборудования различных фирм-производителей. Программные инструменты, поставляемые производителями, в первую очередь, предназначены для настройки отдельных линеек ИЭУ в части коммуникаций по протоколам стандарта МЭК 1850, а не для визуализации и анализа конфигурации коммуникаций по проекту. В результате у заказчика появляется разрозненный набор SCD-файлов, созданных с помощью инструментов разных производителей. Вся работа по проверке и контролю версий этих файлов ложится на плечи обслуживающего персонала, деятельность которого никак не автоматизирована [16].

## 10 Реализации проекта цифровой тяговой подстанции для электрифицированной железной дороги

Планы развития энергетического комплекса ОАО «РЖД» [17] отражают основные тенденции развития мировой экономики. В условиях современного типа экономики, где доминирующее значение приобретают отношения в части хранения, производства, обработки, использования и передачи постоянно увеличивающегося объема информации, встает вопрос в части энергетического комплекса о реализации проекта цифровой тяговой подстанции. Внедрение цифровых технологий позволяет не только стимулировать качественные изменения в производственных процессах, но и создают основу для внедрения новых инновационных решений во всех направлениях деятельности ОАО «РЖД».

Программные документы ОАО «РЖД» и, в частности, «Концепция развития и внедрения технического диагностирования в хозяйстве электрификации и электроснабжения», характеризую нынешнее состояние, отмечает усиление противоречий:

- между динамичным ужесточением требований к надежности и безотказности систем электроснабжения, с одной стороны, и продолжающимся процессом старения основных фондов, вызванным несвоевременным их обновлением, с другой;

- между возрастающей энергоемкостью производства и усиливающимися требованиями к его энергетической эффективности;

- между увеличивающейся стоимостью основного сырья, применяемого в энергетическом машино- и аппаратостроении (меди, алюминия, стали, нефтепродуктов) и снижением цен на продукцию высоких технологий, систем связи, информации и передачи данных;

- между показателями надежности и энергетической эффективности основного оборудования, эксплуатация которого началась 20 и более лет назад и продолжается в настоящее время, с одной стороны, и аналогичными показателями оборудования последних лет разработки, с другой.

В энергетическом комплексе ОАО «РЖД» в большинстве случаев железнодорожная тяговая подстанция [17] служит единственным источником электроэнергии для прилегающего района (города, поселка). Последствия отказа оборудования на этой подстанции не ограничиваются локальными сбоями в движении поездов, а могут носить характер техногенной катастрофы местного уровня.

На фоне выше изложенных предпосылок можно выделить две основные цели реализации проекта цифровой тяговой подстанции:

- 1 Снижение затрат на эксплуатацию.

Сокращается объем трудоемких планово-предупредительных мероприятий – осмотров, текущего ремонта и межремонтных испытаний, благодаря использованию современных средств диагностирования. Это позволяют не только

констатировать сам факт наличия дефекта непосредственно после его зарождения, но и оценить время, в течение которого дефект разовьется до критического уровня, приводящего к переходу объекта в стадию отказа. В ряде случаев автоматизирован может быть даже процесс ввода резервирующего оборудования, а у персонала появляется возможность устранять дефект не авральным путем (с выходом в нерабочее время, переработками, экстренным поиском запасных частей и материалов), а в нормальном режиме.

## 2 Повышение общего уровня надежности потребителей.

Передача данных о состоянии оборудования персоналу в режиме реального времени позволяют определить дефект на ранней стадии, что позволяет минимизировать риск внезапного отказа.

Основное назначение системы – постоянное техническое диагностирование железнодорожных тяговых подстанций. Оценка технического состояния и удаленный контроль объектов осуществляется путем получения и обработки данных (как дискретных, так и непрерывных) от удаленных систем измерения с заданной точностью.

Программное обеспечение будет реализовано с использованием отечественного программного обеспечения в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1236 от 16.10.2015 «Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

В качестве примера успешной реализации проектов, связанных с информационными технологиями в энергетическом комплексе компании, можно отметить систему АСКУЭ ОАО «РЖД», объединяющую более 250 тысяч точек учета электроэнергии [17].

В ближайшем будущем АСКУЭ будет важной частью системы диспетчеризации и процесса визуализации данных.

Дальнейшее развитие АСКУЭ с использованием технологий «Интернета вещей» и современных коммуникационных средств, совместно с цифровой тяговой подстанцией на базе систем с искусственным интеллектом и мощных вычислительных комплексов позволит ОАО «РЖД»:

- оптимизировать схемы электроснабжения объектов в зависимости от текущей ситуации;
- проводить автоматические переключения в случае возникновения нестандартных режимов работы;
- с высокой точностью прогнозировать начало отказов оборудования;
- минимизировать влияние человеческого фактора в возникновении отказов;
- автоматизировать процесс прогноза покупки электроэнергии с использованием предиктивной аналитики, элементов искусственного интеллекта (машинного зрения, машинного обучения, нейронных сетей).

## 11 Информационное взаимодействие и структура

В рамках выбранного курса на цифровизацию ОАО «РЖД» [17] целесообразно формирование целей создание единой системы управления цифровыми тяговыми подстанциями должно производиться с учетом экономической целесообразности, а базовой экономической целью ее создания являются снижение затрат на выполнение основной технологической функции ЦПС – передачи, преобразования и распределения электрической энергии – и, как следствие, повышение доходов компании ОАО «РЖД», а также повышением достигаемого в системе уровня автоматизации с целью обеспечения надежного управления подстанцией, особенно при переходе к телеуправлению необслуживаемыми подстанциями из удаленных центров управления.

Программно-аппаратные комплексы создаваемых цифровых тяговых подстанций должны обеспечивать поддержку основных технологических функций подразделений ОАО «РЖД», выполняемых в процессе управления функционированием и эксплуатацией тяговых электрических сетей. Наибольшая эффективность цифровизации тяговых подстанций достигается при повсеместной реализации данной технологии на всех тяговых подстанциях. Прежде всего, должны поддерживаться выполняемые при оперативно-диспетчерском и технологическом управлении сетями основные операционные (в управлении диспетчера) и неоперационные (в ведении диспетчера) функции ЦУС.

Сервер АС ЦТП будет отвечать за сбор, обработку, хранение и предварительный анализ информации, формирование правил ответной реакции, хранение и работу с математическими моделями, интеграционное взаимодействие с системами верхнего уровня ИТ ландшафта. Центральный серверный компонент АС ЦТП будет реализовывать высокопроизводительный многопоточный сбор и диагностирование данных с большого количества устройств в режиме близкому к реальному времени.

Координированная работа тяговых подстанций обеспечивается наличием иерархической системы центров управления (дистанции электроснабжения и дирекции по энергообеспечению), осуществляющих управление процессами функционирования и эксплуатации электрических сетей.

АС ЦТП будет строиться с выделением следующих уровней:

- уровень 1 – тяговые подстанции;
- уровень 2 – дистанции электроснабжения;
- уровень 3 – дирекции по энергообеспечению.

Уровень 1 образуется объектами постоянного технического диагностирования, к которым относятся собственно технологическое оборудование подстанции, средства измерений физических величин, характеризующих техническое состояние оборудования, и первичные датчики дискретной информации о техническом состоянии оборудования, а также средствами постоянного технического диагностирования низшего уровня.

Уровень 2 образуется средствами телемеханизации энергодиспетчерского пункта дистанции электроснабжения и АРМ заместителя начальника или главного инженера дистанции электроснабжения. Под АРМ понимается персональный компьютер со специализированным программным обеспечением, позволяющим отображать информацию по всем регистрируемым параметрам как количественно, так и в виде цветовой индикации. АРМ предназначен для визуализации технологических параметров, а также диагностики и контроля устранения несоответствий.

Уровень 3 образуется средствами телемеханизации энергодиспетчерского пункта железной дороги, АРМ начальника дорожной электротехнической лаборатории и АРМ заместителя начальника дирекции по энергообеспечению.

Снижение объема потока информации между ЦТП и центрами управления, а также к повышению скорости выполнения и достоверности результатов решения задач достигается за счет декомпозиции процессов решения задач. Распределенное выполнение части расчетов «внизу» с последующей сборкой результатов в центр управления. На основании этих данных, в центре управления получают решение глобальной задачи и, при необходимости, направляют каждой ЦТП команды управления. При этом отпадает необходимость передачи значительного объема информации, вместо которой должны передаваться преимущественно результаты решения соответствующих задач. реализация на ТП подсистемы, актуализируемой модели технологических процессов данной ТП, сделает более эффективной работу соответствующих «макросистем» уровня центра управления – ДЦ, ЦУС

Определим перечни функций (связанные и не связанные с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом), выполнение которых может быть реализовано средствами АС ЦТП полностью или частично:

- мониторинг эксплуатации и функционирования устройств РЗА и ПА; мониторинг и анализ технологических отключений, повреждаемости оборудования, качества электроэнергии и анализ причин отклонения от нормированных величин; мониторинг состояния основной электрической сети; мониторинг эксплуатации и функционирования устройств РЗА и ПА. Это помогает обеспечить координацию и контроль сроков проведения ремонтных работ оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства. Мониторинг информационной инфраструктуры выполняется с функцией резервирования;

- организация контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях, необходимых для управления режимами работы объектов;

- контроль нагруженности работающего оборудования, выполнения заданного объема САОН и АЧР (ЧАПВ), правильности действия РЗА;

- контроль возможности, допустимости и безопасности (с учетом реального состояния оборудования ТП) команд управления оборудованием ТП, в том числе телеуправления подстанцией из удаленных центров управления;

– применение политик безопасности в отношении используемых программных продуктов (в частности, средств дублирования, противодействия вредоносному программному обеспечению и др.);

– коммерческий учет электроэнергии, включая контроль качества электроэнергии; функции взаимодействия с субъектами электроэнергетики;

– поддержка: разработки общей схемы сети, исполнительных схем устройств с использованием актуализируемой модели подстанции; разработки и организации своевременного пересмотра схем (ремонтных и нормального режима) подстанций; разработки, своевременного пересмотра и согласования с соответствующим диспетчерским центром типовых программ (бланков) переключений; проработки и формирования заявок на вывод из работы оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства и контактной сети; формирования фрагмента расчетной электрической схемы по территории; реализация, на основе полученных данных, определения места повреждения на контактной сети;

– формирование «образа ТП», содержащего информацию о текущем состоянии ТП, получаемую от других устройств АСУ ТП, для использования при взаимодействии подстанции с центрами управления в качестве «представителя» ТП в верхних уровнях иерархии управления в электроэнергетической системе в том числе. Анализируются и выполняются запросы на доступ (или передачу) к хранящейся в архивах АСУ ТП информации о технологических событиях и данных эксплуатационно-технологических параметров состояния оборудования подстанции;

– поддержка подсистем анализа технологических ситуаций и принятия решений по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях. Например, с помощью информационно-экспертных систем типа «советчика диспетчера». Полномасштабные системы анализа технологических ситуаций и поддержки процессов по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях должны быть развернуты в центрах управления.

Таким образом, реализация системы диагностики и управления тяговых подстанций по разработкам позволит не только получить данные для перехода на их обслуживание по фактическому остаточному ресурсу, но и для наполнения базы данных в системе управления режимами тягового электроснабжения по напряжению и реактивной мощности. На энергодиспетчерском пункте наряду с АРМ ЭЦЦ следует установить рабочую станцию, которая будет обрабатывать как данные ТИ, так и данные о поездной ситуации, а результаты решений воплощать в команды ТУ. В этом случае имеется возможность построения адаптивной системы регулирования [2].

Средства, выделяемых в составе такой подсистемы на ТП (решения задач локальных подпроцессов, координации информационно-технологических и управляющих систем подстанции, актуализации стека моделей), осуществляется на программно-логическом уровне. Структура такой системы в части распределенного решения задач представлена на рис. 8.



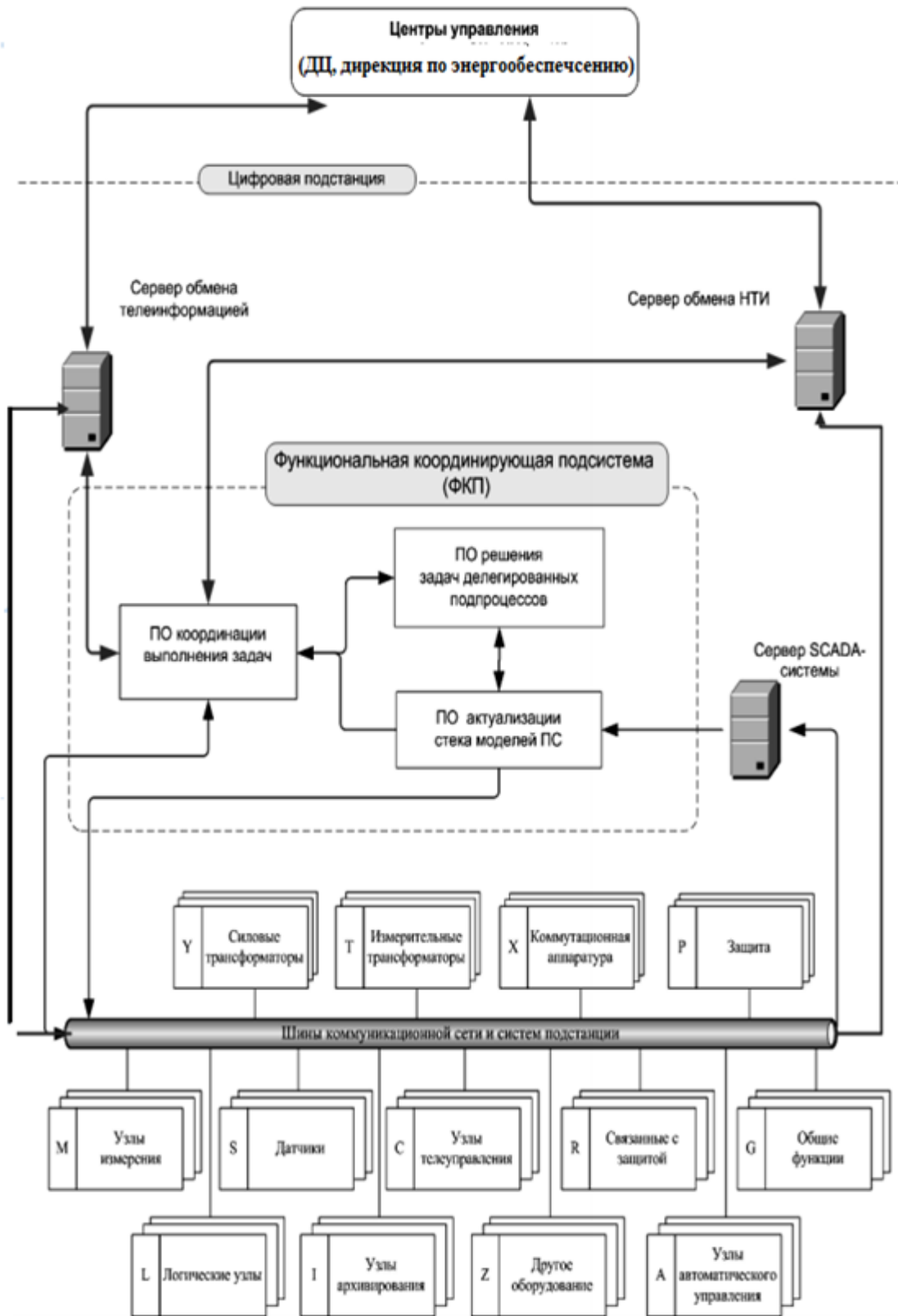


Рис. 8. Структура решения задач в системе АС ЦТП

## Библиографический список

- 1 Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. : Приложение 3 к протоколу № 370 заседания совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» от 07.06.2017. – URL: [http://cipi.samgtu.ru/sites/cipi.samgtu.ru/files/32\\_publichnoe\\_akcionerное\\_obshchestvo\\_federalnaya\\_setevaya\\_kompaniya\\_edinoj\\_energeticheskoy\\_sistemy.pdf](http://cipi.samgtu.ru/sites/cipi.samgtu.ru/files/32_publichnoe_akcionerное_obshchestvo_federalnaya_setevaya_kompaniya_edinoj_energeticheskoy_sistemy.pdf) (дата обращения: 10.03.2020).
- 2 **Данилин, А. В.** Цифровая подстанция. Подходы к реализации» / А. В. Данилин, Т. Г. Горелик [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – № 3. – С. 96–99.
- 3 Устройства связи с объектом // Студопедия. – URL: [https://studopedia.ru/3\\_10807\\_ustroystva-svyazi-s-ob-ektom.html](https://studopedia.ru/3_10807_ustroystva-svyazi-s-ob-ektom.html) (дата обращения: 23.04.2020).
- 4 **Shen, J.** Controllable Load Management Approaches in Smart Grids / **J. Shen** // Energies. – 2015. – № 8 (10). – URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/11187/htm> (дата обращения: 30.03.2021).
- 5 **Аношин, А. О.** Протоколы связи в электроэнергетике и предпосылки для разработки МЭК 61850 / А. О. Аношин, А. В. Головин // Новости электротехники. – 2012. – № 3 (75). – URL: <http://news.elteh.ru/arh/2012/75/07.php> (дата обращения: 30.03.2021).
- 6 ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Основные требования. – Москва : Стандартинформ. – 14 с.
- 7 **Deng, W.** Adaptive Micro-Grid Operation Based on IEC 61850 / **W. Deng** // Energies. – 2015. – № 8 (5). – P. 4455–4475. – URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/4455/htm> (дата обращения: 29.03.2020).
- 8 **Горелик, Т. Г.** Цифровая подстанция. Обзор мировых тенденций развития. Международная выставка и конференция по инновационным проектам в электросетевом комплексе IPNES-2010. Интеллектуальные сети / Т. Г. Горелик. – URL: [https://www.ruscable.ru/article/Cifrovaya\\_podstanciya\\_Obzor\\_mirovux\\_tendenci](https://www.ruscable.ru/article/Cifrovaya_podstanciya_Obzor_mirovux_tendenci) (дата обращения: 29.03.2020).
- 9 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. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 117 с.
- 10 **Власов, М. А.** Построение систем РЗА и АИИС КУЭ на базе оптических трансформаторов тока и напряжения с цифровым интерфейсом / М. А. Власов, М. В. Воронков, Б. Б. Малков, А. А. Сердцев // Релейщик. – 2008. – № 1. – С. 64–68.
- 11 **Гловацкий, В. Г.** Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В. Г. Гловацкий, И. В. Пономарев. – Москва : Энергомашиин. – 2003. – 535 с.

- 12 **Чичёв, С. И.** Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий / С. И. Чичёв, В. Ф. Калинин, Е. И. Глинкин. – Москва : Спектр, 2014. – 228 с.
- 13 Оптические трансформаторы тока и напряжения // *Energies*. – 2015. – № 8 (5). – URL: <http://www.profotech.ru> (дата обращения: 30.05.2021).
- 14 **Шевцов, М. В.** Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи / М. В. Шевцов // *Релейщик*. – 2009. – № 1. – С. 60–63.
- 15 **Гельфанд, А. М.** Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС / А. М. Гельфанд, П. А. Горожанкин, В. Г. Наровлянский, Л. И. Фридман // *Электрические станции*. – 2012. – № 5. – С. 55–58.
- 16 **Маслов, А. М.** Вопросы стандартизации при реализации концепции цифровой подстанции / А. М. Маслов, П. Л. Лобанов // *Материалы 2-й Международной выставки и конференции по инновационным проектам в электросетевом комплексе IPNES-2011*. Москва, 6–8 сентября 2011 г. – URL: <https://www.eprussia.ru/epr/184/13441.htm> (дата обращения: 30.03.2021).
- 17 Стратегия научно-технологического развития холдинга «РЖД» на период до 2025 года и на перспективу до 2030 года (Белая книга). – Москва, 2018. – 125 с. – URL: [http://www.rzd-expo.ru/innovation/sait\\_WB.pdf](http://www.rzd-expo.ru/innovation/sait_WB.pdf).

*Учебное издание*

**Попова** Наталья Андреевна  
**Кубкина** Ольга Владимировна  
**Бодров** Павел Александрович

## **ТЯГОВЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ**

Печатается в авторской редакции  
Технический редактор Л. И. Сергейчик

Подписано в печать 30.12.2021. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 1,63. Тираж экз. Изд. № 5096. Заказ .

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Ростовский государственный университет путей сообщения»  
(ФГБОУ ВО РГУПС)

---

Адрес университета: 344038, г. Ростов н/Д, пл. Ростовского Стрелкового Полка  
Народного Ополчения, д. 2, [www.rgups.ru](http://www.rgups.ru)