



Опыт внедрения цифровых подстанций в АО «Сетевая компания»

Докладчик:

Инженер СРЗАИ ЦУС АО «Сетевая компания»

Евдокимов Леонид Иванович

Внедрение технологии ЦПС

НИОКР
Цифровая
автоматизированная
система учета
электроэнергии



2012-2013

НИОКР
Микропроцессорная
релейная защита –
как элемент ЦПС



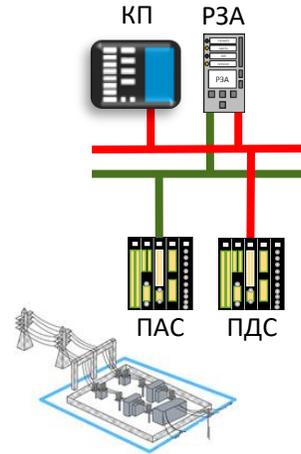
2015-2016

НИОКР
Разработка
аппаратного
комплекса для
создания опытного
полигона ЦПС



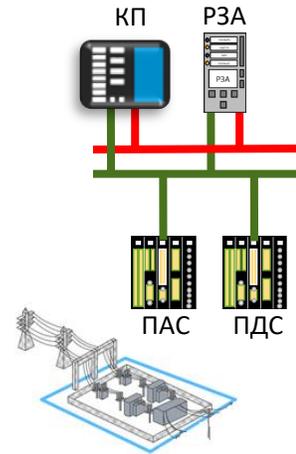
2017

ЦПС
3-я архитектура
- ПС 110 кВ Портовая



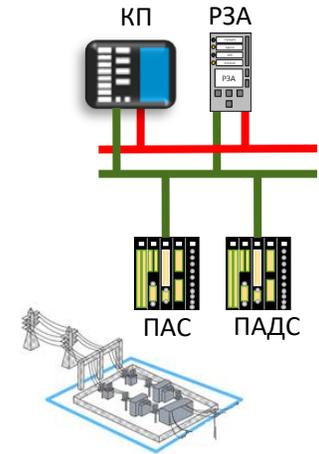
2018-2019

ЦПС
3-я архитектура
- ПС 110 кВ Азино

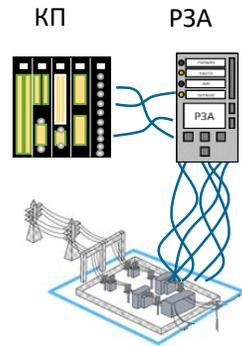


2020-2021

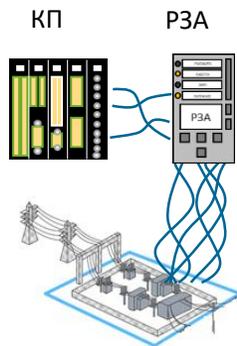
ЦПС
3-я архитектура
- ПС 220 кВ Тойма-2
- ПС 110 кВ Водозабор



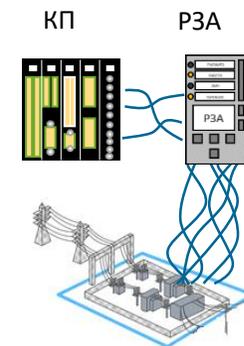
2022 -



ЦПС
1-я архитектура:
- ПС 500 кВ Щелоков
- ПС 220 кВ Центральная

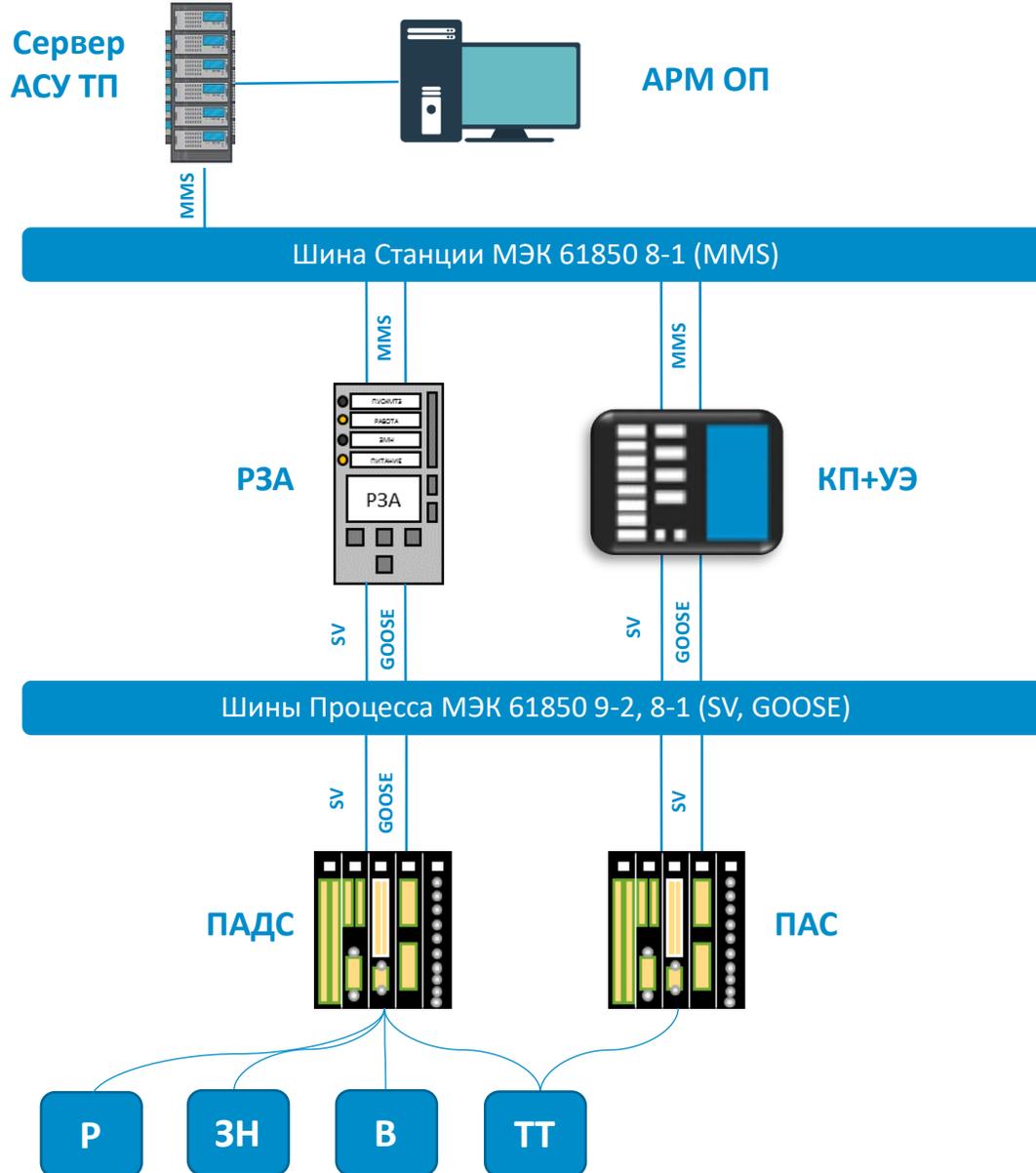


ЦПС
1-я архитектура:
- ПС 220 кВ Бегишево



ЦПС
1-я архитектура:
- ПС 220 кВ Зеленодольская

Концепция построения ЦПС СК (архитектура III)



1. Информация от измерительных ТТ и ТН, передается в устройства РЗА через преобразователь аналоговых и дискретных сигналов, в устройства АСУ ТП через преобразователь аналоговых сигналов в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений (SV-поток), согласно стандарту МЭК 61850-9-2.

2. Для передачи дискретных сигналов в устройства РЗА, АСУ ТП и реализации управляющих воздействий используются преобразователи аналоговых и дискретных сигналов устанавливаемые в непосредственной близости к первичному оборудованию.

3. Взаимодействие между устройствами РЗА, АСУ ТП, а так же с преобразователями аналоговых и дискретных событий выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1.

4. Информационный обмен устройств РЗА, АСУ ТП с верхним уровнем осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS).

Дистанционное управление первичным оборудованием

вводной, секционный выключатель 0,4 кВ

выключатель, разъединитель, заземляющий нож, выкатной элемент РУ 6-220 кВ

цепи управления выключателя РУ 6-220 кВ



дистанционное управление



Дистанционное управление устройствами (функциями) РЗА

отдельные функции (АПВ, ЗДР, ДЗ, ОУ и т.д)

токовые цепи

цепи напряжения

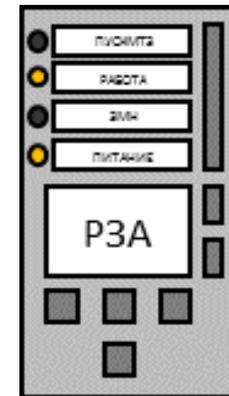
выходные цепи

группа уставок

фиксация



дистанционное управление



Диагностика и мониторинг

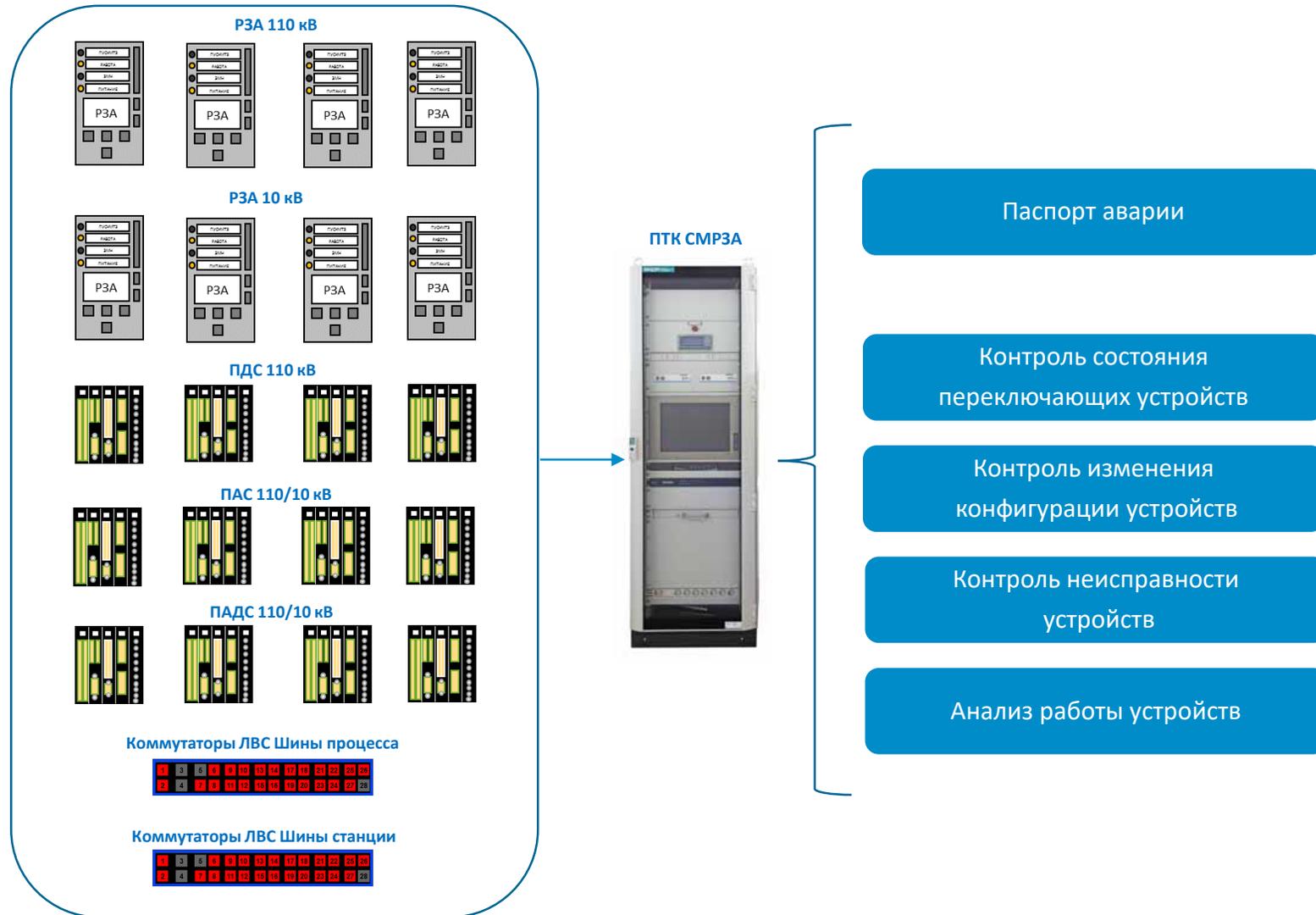
Программно-технический комплекс система мониторинга релейной защиты и автоматики (ПТК СМРЗА) - расширенная диагностика в режиме реального времени, сбор, архивирование, отображение исчерпывающей информации о состоянии функционирования всех устройств РЗА, устройств ПАДС.

В ПТК СМРЗА интегрируются:

- устройства РЗА 6-220 кВ
- устройства ПАДС 6-220 кВ
- коммутаторы ЛВС Шины процесса
- коммутаторы ЛВС Шины станции
- регистраторы аварийных событий
- и т.д.



Диагностика и мониторинг





Эксплуатация

1. Виды технического обслуживания устройств РЗА описанные Стандартом (Правила технического обслуживания устройств РЗА):

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- опробование;
- внеочередная проверка;
- послеаварийная проверка.

2. Для выполнения работ по техническому обслуживанию, а также поэтапного ввода в работу оборудования в рамках реконструкции объекта, в устройствах РЗА реализованы следующие режимы работы по МЭК 61850:

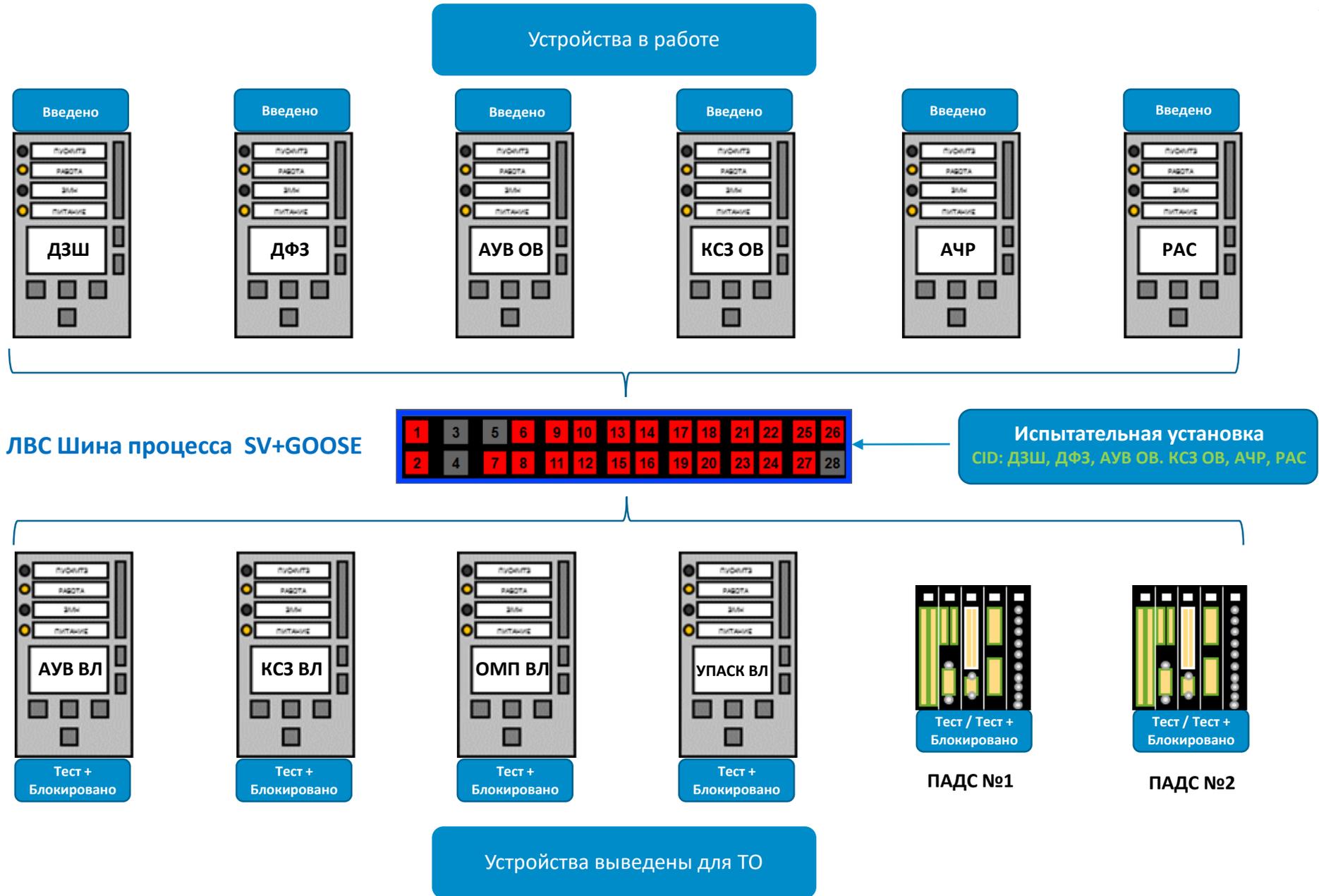
- Введено (on);
- Блокировано (on blocked);
- Тест (test);
- Тест + Блокировано (test blocked);
- Выведено (off).

3. Режим работы по МЭК 61850 устройств РЗА и ПАДС распространяется на устройство в целом, а не на каждую функцию в составе устройства, т.к.:

- подсистема РЗА подстанций выполнена по распределенному принципу, на каждое присоединение устанавливается свой набор терминалов РЗА;

- для проведения работ по техническому обслуживанию устройства РЗА, выводиться из работы целиком весь терминал РЗА, а не отдельные его функции.

Эксплуатация



Качественные преимущества ЦПС

№ п/п	Наименование	Результат
1	Дистанционное управление первичным оборудованием	АБП* (автоматизированные бланки переключений) в полном объеме
2	Дистанционное управление устройствами (функциями) РЗА	
3	Технологическое видеонаблюдение интегрированное в АСУ ТП	
4	Постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, сбор, архивирование, отображение исчерпывающей информации о состоянии функционирования всех устройств РЗА	СМРЗА ПС + АСМРЗА ТО РЗА по состоянию** (техническое обслуживание)
5	Дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы первичного оборудования, устройств РЗА и вторичных систем	

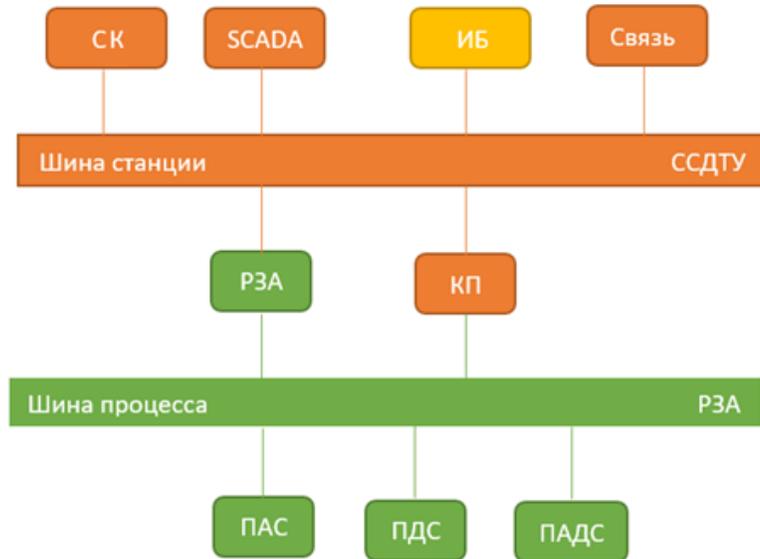
* Реализация дистанционного управления позволяет уменьшить время выполнения переключений, снизить влияние человеческого фактора, исключает вероятность возникновения аварий по вине персонала при использовании типовых автоматизированных бланков переключений.

** Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.07.2020 № 555 "Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики». IV Техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию.

ЦПС. За и Против?

№ п/п	Наименование	Цифровая подстанция	Классическая подстанция
1	«Горячее резервирование» токовых цепей, цепей напряжения	Да	Нет
2	Контроль оперативных цепей между вторичными системами (РЗА, АСУ ТП и т.д.)	Да	Нет
3	Высокая помехозащищенность вторичных систем	Да	Нет
4	Снижение в разы вероятности возникновения замыкания на землю в сети постоянного оперативного тока	Да	Нет
5	Полная автоматизация управления вторичными системами (РЗА, АСУ ТП и т.д.)	Да	Нет
6	Высокая технологичность проектирования, внесение изменений в проект, простота изменения конфигурации вторичных систем (РЗА, АСУ ТП и т.д.), гибкость построения вторичных систем	Да	Нет
7	Существенное сокращение кабельных связей (ОРУ, ОПУ, Релейный зал) приводит к уменьшению затрат на кабельную продукцию, кабельные лотки, соответствующие СМР и ПНР	Да	Нет
8	Уменьшение размеров релейного зала, кабельного полуэтажа, здания ОПУ, благодаря возможности более плотной компоновки вторичных систем, приводит к уменьшению затрат на здание ОПУ в целом	Да	Нет
9	Уменьшение времени проведения ПНР вторичных систем непосредственно на объекте, благодаря применению стандарта МЭК61850 и использованию электронного проекта подстанции (SSD, SCD файлы)	Да	Нет

Мультишина



Преимущества:

- увеличении в разы надёжности подсистемы релейной защиты и автоматики (РЗА) цифровой подстанции;
- подсистемы РЗА и АСУ ТП ПС разделены на физическом уровне;
- функционирование устройств подсистемы РЗА автономно и не зависит от состояния подсистемы АСУ ТП;
- четкое разграничению зон эксплуатационной ответственности между СРЗАИ, ССДТУ, СИТ, ИБ.



1. П. 6.1.4. Стандарта ПАО «ФСК ЕЭС» Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУТП ПС ЕНЭС: «В перспективных применениях в условиях повышения пропускной способности оборудования и ресурсов оконечных устройств по обработке целесообразно использовать единую шину данных, объединяющую шину станции и шину процесса – мультишину».

2. На сегодняшний день отсутствуют серийные образцы и опыт промышленной эксплуатации устройств РЗА и АСУТП с подключением в мультишину;

3. Применение ЛВС в виде мультишины не соответствует требованиям п.142 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года N 937): «142. Функционирование устройств релейной защиты и автоматики при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы».

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!