



РОССТЕТИ

Филиал
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»



МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
СЕВЕРО-ЗАПАДА

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ





РОССЕТИ

Количество ПС 35 кВ, 110 (150) кВ, включённых в ДИПР, со сроком начала комплексной реконструкции (нового строительства) до 2025 года.



Инвестиционной программой филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на период до 2025 года планируется выполнить строительство и реконструкцию 8-ми подстанций 35 кВ и 10-ти 110 кВ:

ПС 35 кВ: Поток, Балатон, Молочное, Ирдоматка, Абаканово, Иванов-Бор, Подольская, Аксеново.

ПС 110 кВ: Восточная, Луговая, Ананьино, Вохтога, Коротово, Устюжна, Великий Устюг, Борки, Избоищи, Суда.



Как ни парадоксально, но самый частый вопрос, который задается при обсуждениях данной технологии – «Так что же такое цифровая подстанция?».

На данный момент во всем мире под термином «Цифровая подстанция» – понимается подстанция, обмен данными между различными подсистемами (РЗА, АСУ ТП, ПА и т.д.) на которой осуществляется с применением цифровых протоколов передачи данных, причем тип применяемого протокола может быть любой.

В России же под термином «Цифровая подстанция» подразумевается подстанция, взаимодействие подсистем на которой происходит при помощи группы протоколов, описанных стандартом МЭК61850.

В 2017 году в г. Череповце была введена в эксплуатацию первая в ПАО «МРСК Северо-Запада» цифровая подстанция 110 кВ «Южная». При ее строительстве в качестве одной из составляющих использована технология централизованной системы управления объектом iSAS, сочетающей в себе функции всех подсистем объекта (РЗА, ПА, ТМ, АСУТП и т.д.), предложенной компанией «Лисис».

Существенным недостатком в реализации данного проекта стало совпадение структурных изменений в самой компании «Лисис», и, как следствие, отсутствие квалифицированного персонала, в связи с чем процесс наладки и ввода системы в опытную эксплуатацию продолжается по настоящее время, но уже силами подрядчика с привлечением специалистов НТЦ Микроника.



ПС 110 кВ Южная в г. Череповце



Серверные шкафы ЦПС



Шкафы ПАС и ПДС на ОРУ-110 кВ



По результатам внедрения централизованной ЦПС на базе АСЗУ iSAS можно отметить следующие «плюсы» и «минусы».

Сначала о «плюсах»:

1. «Прикоснулись» к новым технологиям, получили представление о слабых и проблемных местах реализации проекта ЦПС;

2. Получили подтверждение на практике о преждевременности повсеместного внедрения на крупных и ответственных подстанциях технологии ЦПС.

3. Составили представление о том, что именно нужно понимать под ЦПС в части реализации функций РЗА и АСУТП подстанции.

4. Убедились в правильности решения, когда параллельно АСЗУ iSAS ввели в работу «резервную» децентрализованную РЗА, благодаря чему ПС 110 кВ Южная в настоящее время находится под нагрузкой.

5. Получили подтверждение о ненадежности партнерства с фирмой ООО «ЛИСИС» в реализации высокотехнологичных ЦПС.

Теперь о «минусах», которых оказалось существенно больше, выделим самые основные:

1. Отсутствие нормативной базы для организации данной системы РЗА.
2. Отсутствие опыта внедрения системы АСЗУ iSAS у проектных, наладочных организаций и специалистов эксплуатации.
3. Отсутствие полных алгоритмов РЗА в iSAS, схем взаимодействия логических блоков системы iSAS между собой (функционал всей РЗА подстанции с указанием полной логики и таблиц адресации).
4. Терминология функций всех подсистем выполнена на иностранном языке. Поскольку программный продукт АСЗУ iSAS предназначен для отечественного потребителя, то в соответствии со стандартом СТО 56947007-29.120.70.241-2017 необходимо приведение названий функционала РЗА к сложившейся отечественной терминологии.
5. Изменение первичной схемы подстанции вызовет необходимость полной переработки и перезагрузки ПО системы.
6. Отсутствие сервисного обслуживания оставляет открытым вопрос выполнения работ по ТО, устранению неисправностей и плановому расширению системы АСЗУ iSAS.



7. От производителя АСЗУ iSAS ООО «ЛИСИС» в итоге так и не были получены следующие материалы:

- алгоритм логической защиты шин (ЛЗШ);
- логика центральной сигнализации на подстанции;
- схемы и алгоритмы блокировки безопасности на подстанции;
- схемы и алгоритмы автоматики АРН трансформаторов;
- методики выбора уставок для всех используемых в проекте модулей защит и автоматики;
- заполненные бланки параметрирования (уставки) модулей защит iSAS для всех служебных параметров, а не только основных значений уставок;
- методики проверки модулей защит iSAS;
- программы проверки модулей защит iSAS первичным током и напряжением.

8. Построение ЦПС по централизованной технологии выявило повышенные требования к эксплуатирующему персоналу: знание и понимание одним специалистом принципов устройства и функционирования систем РЗА, АСУ и СДТУ, при отсутствии в России центров обучения (курсов повышения квалификации) специалистов вопросам внедрения и эксплуатации системы ЦПС.



В ходе работ по реализации ПС Южная у Вологдаэнерго выработалось свое видение построения ЦПС:

1. Применение преобразователей аналоговых сигналов (ПАС) и преобразователей дискретных сигналов (ПДС) в объеме оцифровки данных о токах, напряжениях и дискретных сигналах оборудования 110кВ. Устройства ПАС и ПДС размещаются в шкафах на ОРУ или в КРУМ, КРУН.

2. Устройства РЗА, ПА, РАС оборудования 110кВ и вводов 6-35 кВ выполняются с поддержкой протоколов МЭК61850-8-1 и МЭК61850-9-2LE.

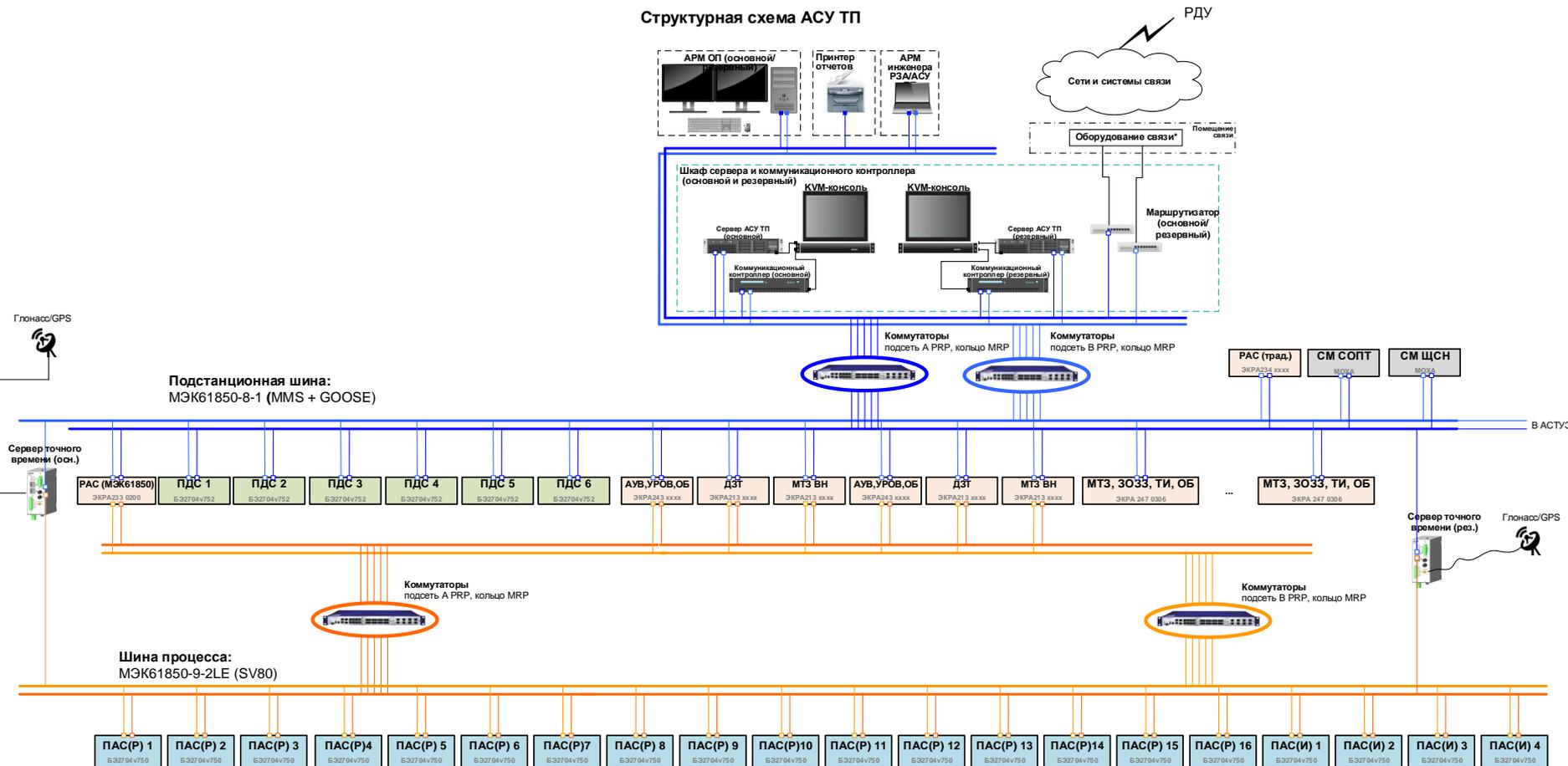
3. Устройства РЗА 6-35кВ с поддержкой протокола МЭК61850-8-1, устройства ПАС устанавливаются только на вводных ячейках 6-35кВ.

4. Для организации функции телеизмерения устанавливаются дополнительные устройства ПАС (И), подключающиеся к измерительным клеммам трансформаторов.

5. Для организации синхронизации времени оборудования ЦПС предполагается применение использования протокола РТР, обеспечивающего точную синхронизацию ПАС по информационной шине станции (шине процесса).

6. Для построения коммуникационной сети предлагается использовать одну из самых надежных и проверенных на сегодняшний день структуру типа «двойное кольцо» с использованием протоколов резервирования RRP и MRP.

Структурная схема АСУ ТП



В качестве системы управления технологическим процессом подстанции предполагается применение специализированного программного обеспечения с реализацией следующих функций:

- Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования.
- Контроль и регистрация отклонений аналоговых параметров режима работы и состояния оборудования за допустимые пределы, вывод их на экран, фиксация значений в суточной ведомости.
- Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС); отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы.
- Автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС - выключателями, разъединителями, заземляющими ножами, приводом РПН (В/Р/ЗН/РПН), технологическим оборудованием.
- Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления.
- Программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА).
- Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка.
- Регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, ПА, РАС и др.
- Фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП) путем получения, архивирования и представления данных от автономных устройств ОМП, систем РЗА, РАС.
- Мониторинг параметров качества электроэнергии посредством информационного обмена со специализированными устройствами ПКЭ или смежными системами.
- Информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИСКУЭ и т.п.) по стандартным протоколам.
- Удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА, АСУ ТП: переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.



В связи с изложенным целесообразно дождаться ввода в эксплуатацию проекта ЦПС на ПС Медведевская (планируемый ввод в эксплуатацию 30 июня 2018 года, на оборудовании и программном обеспечении фирмы НПП «ЭКРА») на которой будут реализованы и опробованы основные принципы построения, проектирования и наладки ЦПС с децентрализованной системой РЗА.

Ознакомиться с опытом внедрения и организации эксплуатации данной ЦПС, в т.ч. эксплуатационным делением зон обслуживания (РЗА, АСУ, СДТУ, мониторинг, учёт, диагностика, метрология, качество электроэнергии и т.д.).

Учитывая отрицательный, да данный момент, опыт реализации централизованной системы РЗА, совмещённой с АСУ ТП, целесообразно остановиться на децентрализованной системе РЗА с самостоятельной системой АСУ ТП.



Спасибо за внимание!