**Лекция Микропроцессорные модули в системах управления энергохозяйством**

***Принципы построения программно-технического комплекса***

**Программно-технический комплекс** АСУ ТП (ПТК АСУ ТП)  строится  как иерархическая, распределенная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации. Принимается двух-/трехуровневая архитектура компоновки технических и программных средств.

**К нижнему (полевому) уровню** относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. Они обеспечивают сбор информации и выдачу команд управления.

* Микропроцессорные устройства (МП);
* Устройства сопряжения с объектом (УСО);
* Устройства оперативной блокировки разъединителей (ОБР);
* Стандартные полевые (промышленные) сети.

**Средний уровень** образуют устройства концентрации и синхронизации компонентов системы, а также средства обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на нижний уровень системы.

* Станционный контроллер связи и управления (СКСУ);
* Система единого времени (СЕВ);
* Локальная вычислительная сеть.

**К верхнему уровню в общем случае** относятся средства передачи, централизованного хранения и представления информации, а также АРМ оперативного и инженерно-технического персонала.

* Сервер АСУ ТП;
* Сервер телемеханики (ТМ);
* Автоматизированные рабочие места (АРМ).

***Основные особенности системы***

**Модульный принцип компоновки комплекса**

**Открытая масштабируемая архитектура ПТК на основе международных стандартов (МЭК 60870-5-101/МЭК 60870-5-103/МЭК 60870-5-104/МЭК 601850/Modbus/Profibus)**

Позволяет потребителю из полного набора технических средств выбрать необходимое. При этом сохраняется возможность расширения системы в дальнейшем и исключается использование специальных фирменных технологий в части технических, программных и сетевых решений.

**Согласованное функционирование и информационная интеграция**

Позволяет обмениваться информацией:

* c микропроцессорными защитами (ООО НПП «ЭКРА», ЗАО «РАДИУС Автоматика», ООО «НТЦ «Механотроника», ABB, ООО ИЦ «Бреслер», General Electric, Schneider Electric  SA,  AREVA T&D, SIEMENS  AG и т.д.);
* c системами учета и контроля электроэнергии (SATEC Ltd., Schneider Electric  SA, ООО «Эльстер Метроника» и т.д.);
* c устройствами локальной противоаварийной автоматики (МКПА и пр.);
* c  системами регистрации аварийных событий (ООО ИЦ «Бреслер», НТЦ «ГОСАН»,  БАРС, ЗАО «НПФ «Энергосоюз» - БРКУ «Нева» и др.);
* c  устройствами контроля качества электроэнергии (SATEC Ltd., ION, Ресурс-UF2 и др.).

**Буферизация информации на всех уровнях системы**

Повышает надежность системы и позволяет сохранять информацию в аварийных ситуациях.

**Использование в максимальном объеме разработок отечественных фирм-производителей**

В предлагаемом программно-техническом комплексе более 70% оборудования и программного обеспечения являются разработками отечественных фирм, что обеспечивает своевременное сопровождение эксплуатации ПТК, а также позволяет максимально учитывать особенности российской энергетики и пожелания Заказчика.

**В соответствии с современными требованиями, предъявляемыми к системам автоматизации объектов,** [**SCADA NPT Expert**](http://www.epsa-spb.ru/scada_npt_expert/kompleks_po_rabochih_stanciy)**в настоящее время поддерживает работу по стандарту** [**МЭК 61850**](http://www.epsa-spb.ru/konfigurator_iec_61850/)**.**

**Система единого времени (СЕВ)**

Позволяет синхронизировать микропроцессорные компоненты (контроллеры присоединений, терминалы РЗА и ПА, серверы, аварийные осциллографы, шлюзы и т.п.), т.е. подстраивать локальные таймеры, имеющиеся в их составе, в соответствии с общесистемным временем ПТК, а также подстраивать общесистемное время ПТК к астрономическому по спутниковым сигналам точного времени, получаемым с помощью совмещенных приемников GLONASS/GPS.

## **Системы автоматизации для энергообъектов классом напряжения 110 кВ и выше** Для автоматизации энергообъектов высоких классов напряжения, находящихся в ведении ОАО «ФСК ЕЭС» и других компаний, ООО «ЭнергопромАвтоматизация» разработало ПТК АСУ ТП NPT Expert на базе [SCADA NPT Expert](http://www.epsa-spb.ru/scada_npt_expert), построение которого может основываться на базе [многофункциональных контроллеров серии NPT](http://www.epsa-spb.ru/tehnicheskie-sredstva-nizhnego-urov/) или [контроллеров присоединения SATEC SA 330](http://www.epsa-spb.ru/shop/?mode=product&product_id=109852001)**.** Предлагаемые структуры построения ПТК позволяют осуществить все задачи обеспечения надежности системы при значительном снижении стоимости решения за счет реализации в одном многофункциональном устройстве функций, которые ранее выполняли автономные подсистемы.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ПТК АСУ ТП на базе** [**SCADA NPT Expert**](http://www.epsa-spb.ru/scada_npt_expert)**и** [**многофункциональных контроллеров серии NPT**](http://www.epsa-spb.ru/tehnicheskie-sredstva-nizhnego-urov/) |  | **ПТК АСУ ТП на базе** [**SCADA NPT Expert**](http://www.epsa-spb.ru/scada_npt_expert)**и** [**контроллеров присоединения SATEC SA 330**](http://www.epsa-spb.ru/shop/?mode=product&product_id=109852001) |
| [ПТК АСУ на базе SCADA_NPT.jpg](http://www.epsa-spb.ru/d/187091/d/scada_npt_4.jpg) |  | [ПТК АСУ на базе SCADA_NPT_2.jpg](http://www.epsa-spb.ru/d/187091/d/scada_npt_2_0.jpg) |
| **Нижний уровень представлен:** [контроллеры многофункциональные серии NPT](http://www.epsa-spb.ru/tehnicheskie-sredstva-nizhnego-urov/). |  | **Нижний уровень представлен:** [контроллеры присоединения SATEC SA 330](http://www.epsa-spb.ru/shop/?mode=product&product_id=109852001). |
| **Средний уровень представлен:** станционный контроллер связи и управления  с функцией сервера ТМ и ЛВС (резервированная сеть по технологии двойного оптического кольца). **Верхний уровень представлен:** сервер АСУ ТП ПС, АРМ ОП, АРМ АСУ, АРМ РЗА. | | |

Оба варианта построения ПТК АСУ ТП соответствуют современным требованиям энергетического рынка и позволяют повысить показатели надежности и эффективности работы объектов.

Контроллеры присоединений [SA 330](http://www.epsa-spb.ru/shop/?mode=product&product_id=109852001) производства SATEC Ltd. имеют функцию регистратора аварийных событий, анализатора показателей качества электроэнергии, технического учета электроэнергии, оперативной блокировки разъединителей. Устройство позволяет производить сбор и обработку до 128 сигналов ТС, 64 ТУ, 2 ТТ/1 ТН. (Контроллеры присоединения SATEC имеют положительное экспертное заключение ОАО «ФСК ЕЭС»).

В свою очередь NPT BAY, позволяет производить сбор и обработку большего объема информации: до 256 сигналов ТС, 128 ТУ, 96 ТИ (4-20 мА), 32 ТТ/20 ТН), а также интегрировать МП устройства РЗА За счет данного преимущества снижаются затраты на внедрение ПТК АСУ ТП. Отечественное производство устройства обеспечивает сокращение сроков поставки и своевременное сопровождение эксплуатации ПТК, а также позволяет максимально учитывать особенности российской энергетики и пожелания Заказчика. (ПТК АСУ ТП NPT Expert имеет положительное экспертное заключение ОАО «ФСК ЕЭС»).

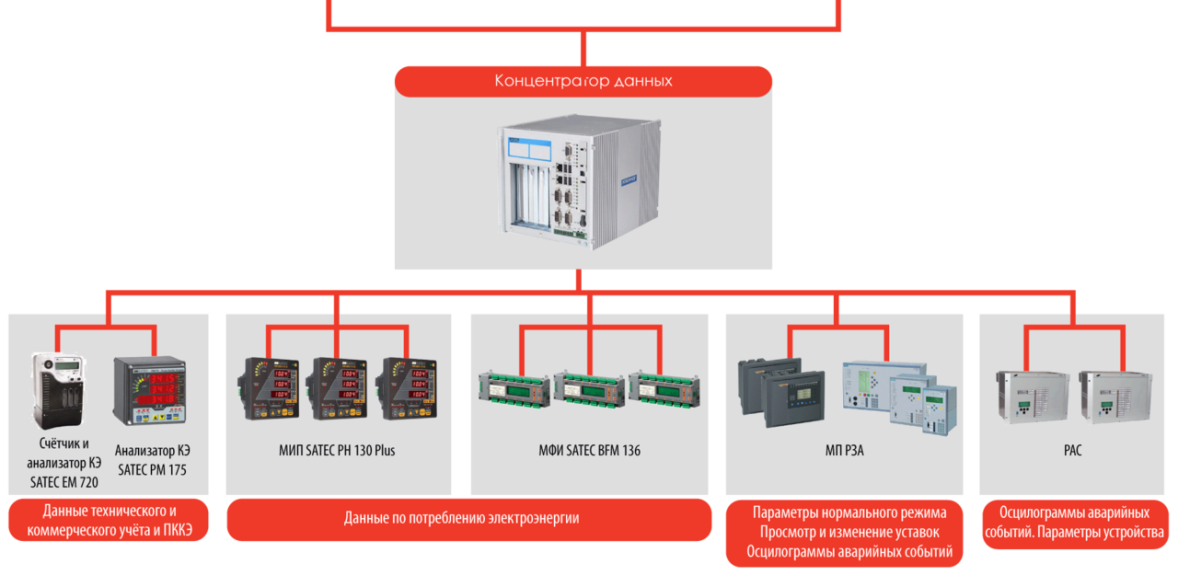
***Особенности построения программно-технического комплекса для интеграции и централизованной обработки аварийной информации микропроцессорного оборудования***

**Основные требования:**

* Интеграция широкого спектра цифровых устройств для создания единого информационного пространства верхнего уровня (МП РЗА, РАС, УСО, устаревшие контроллеры ТМ);
* Невысокая стоимость поставки и внедрения автоматизированной системы управления;
* Типовое решение архитектуры программно-технического комплекса;
* Модульная структура. Возможность постепенного наращивания объема автоматизации объекта;
* Возможность объединения информации от нескольких объектов;
* Техническое сопровождение для большого числа распределенных сетевых объектов;
* Высокая скорость внедрения системы от технического задания до сдачи объекта.

***Архитектура программно-технического комплекса для интеграции и централизованной обработки аварийной информации микропроцессорных устройств***

|  |  |
| --- | --- |
| [image_5.png](http://www.epsa-spb.ru/avtomatizirovannaya-sistema-monitor/)     [image_6.png](http://www.epsa-spb.ru/avtomatizirovannaya-sistema-obrabot/) |  |
|  |  |



***Программно-технический комплекс для интеграции и централизованной обработки аварийной информации микропроцессорного оборудования***

* Единый интерфейс для считывания текущей информации и аварийных записей различных микропроцессорных устройств установленных на объекте.
* Единый интерфейс для отображения аварийной информации.
* Поддержка интеграции всех основных МП РЗА применяемых в российской энергетике.
* Собственная испытательная лаборатория для разработки, отладки и аттестации программных и аппаратных решений по информационному взаимодействию с разнообразным оборудованием.

***Список микропроцессорных устройств, интегрируемых в программно-технический комплекс***

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Название** | **Название устройства** | **Протокол** | **Интерфейс** |
| Многофункциональные измерительные преобразователи и счётчики электроэнергии | SATEC: BFM 136, 130 EH, PM 175, PM 180, PM 720; Schneider Electric: ION 6200, ION 7350, ION 8600;   вся линейка «СЭТ 4ТМ» и «АЛЬФА Плюс» | MODBUS-RTU, MODBUS-TCP, IEC 61850, MODBUS, ION PROTOCOL | RS-485, Ethernet |
| Регистратор аварийных событий и противоаварийная автоматика | БРКУ «НЕВА», ИЦ «Бреслер»: 0107.010, АКА «Кедр», ГОСАН (БИМхХХХ),  Система ПА ЕТ-8, МКПА (ООО «Прософт-Системы»), ООО «Парма», ООО НПП «ЭКРА», ИЦ «Бреслер» и др. | GGI запросы, IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| Контроль качества электроэнергии | Ресурс  UF, Ресурс  UF2,  Satec PM175. | Протокол MODBUS | RS-485, токовая петля |
| Микропроцессорные устройства релейной защиты и линейной автоматики | Линейки устройств: Siemens, GE, Areva T&D, ЗАО «Радиус Автоматика», ООО «НПП  ЭКРА», ЗАО «ЧЭАЗ,  ООО «Механотроника», Maschinefabrik Reinhausen GmbH, ABB, ИЦ «Бреслер». | IEC 61850, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-101, Протокол «Старт», MODBUS, SPABUS. | RS-485  Ethernet |

***Возможности расширения и наращивания функциональности программно-технического комплекса для интеграции и централизованной обработки аварийной информации микропроцессорного оборудованиядо полноценной АСУ ТП***

* Установка устройств связи с объектом (УСО) и микропроцессорных измерительных преобразователей для обеспечения сбора и передачи данных о состоянии оборудования ПС и выдачи команд управления;
* Поддержка интеграции по информационным каналам оборудования существующих на объекте систем телемеханики (ТК «Гранит», РПТ-80, Компас, МКТ-1, МКТ-2, МКТ-3, ТМ-512, ТМ-800А, ТМ-120, УТМ-7 и др.);
* Интеграция контроллеров АСУ ТП различных производителей;
* Обеспечение полноценного интерфейса пользователя на объекте и удаленно в диспетчерском центре управления;
* Передача данных на вышестоящие уровни иерархии управления.

***Система ТМ/ССПИ***

Комплекс телемеханики (ТМ)/Система сбора и передачи информации (ССПИ), предлагаемые ООО «ЭнергопромАвтоматизация» - это системы сбора, обработки и отображения информации, необходимые для оперативного управления энергообъектом посредством преобразования управляющих воздействий и контролируемых параметров в сигналы, передаваемые по каналам связи.

Программно-технический комплекс ТМ/ССПИ NPT Expert строится по иерархическому 3-х уровневому принципу:

**Нижний (полевой) уровень:** микропроцессорные терминалы РЗА, ПА, измерительные преобразователи, устройства сбора информации (УСО) и т.д.

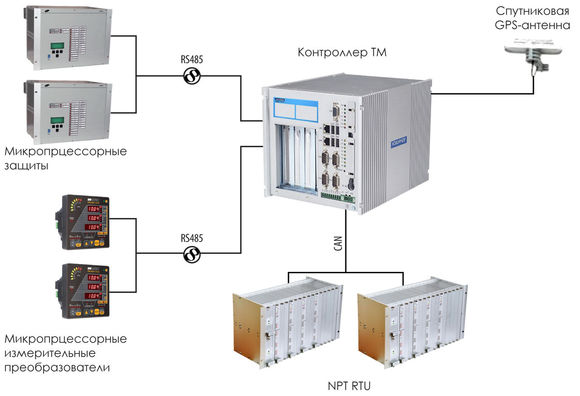
**Средний уровень:** связь с МП-устройствами, предварительная обработка, передача информации в ЦУС, РЭС, РДУ (КТМ КП) и пр.

**Верхний уровень:** отображение и архивирование информации (сервер, АРМ).

**Особенности системы ТМ/ССПИ ООО «ЭнергопромАвтоматизация»**

* Российская разработка технических и программных средств;
* Возможность сбора данных на центральном пункте управления с энергообъектов распределенной сети;
* Интеграция в систему уже установленных сторонних устройств телемеханики;
* Гибкая ценовая политика;
* Возможность выбора технических средств в соответствии с пожеланиями Заказчика;
* Режим реального времени при контроле технического процесса и управления им;
* Эффективное использование каналов связи в условиях ограниченной частотной полосы пропускания каналов;
* Обеспечение совместимости с существующими системами ТМ, ЭВМ ОИК и аппаратурой каналов связи энергообъекта;
* Обеспечение надежности работы оборудования и программного обеспечения в сочетании с оптимизированными финансовыми затратами на внедрение и обслуживание интегрированной автоматизированной системы;
* Возможность расширения системы в дальнейшем до АСУ ТП при увеличении информационного объема.

**Структурная схема системы ТМ/ССПИ**

**[](http://www.epsa-spb.ru/d/187091/d/kontrollertm.jpg)**

На структурной схеме представлен пример системы ТМ/ССПИ без установки Сервера, АРМ и [SCADA NPT Expert](http://www.epsa-spb.ru/scada_npt_expert) на объекте управления. Сервер может находиться непосредственно на пункте управления. Это позволяет снизить стоимость системы и передавать данные напрямую в ЦУС или РДУ.

В качестве устройств нижнего уровня используются УСО собственной разработки – УСО NPT RTU.  УСО NPT RTU служат для сбора аналоговых и дискретных сигналов, выдачи команд управления и реализации функций ОБР. Также NPT RTU выполняют функции сбора и обработки информации с МП РЗА, счетчиков электроэнергии и других микропроцессорных устройств. Обеспечивается синхронизация с единым спутниковым временем до 1 мс.

Для небольших объектов возможна передача телемеханической информации напрямую от NPT RTU, т.е. устройство используется в качестве контроллера телемеханики (КТМ).

NPT RTU выпускается в конструктиве меньшего размера  для внедрения на энергообъектах с небольшим объемом собираемой и обрабатываемой ТМ-информацией - NPT microRTU.

***Контроллер телемеханики (КТМ)***

В качестве устройства среднего уровня применяется контроллер телемеханики (КТМ КП). КТМ КП предназначен для обеспечения связи с устройствами сбора данных, предварительной обработки информации, ее промежуточного архивирования и передачи на верхние уровни управления. При построении ССПИ КТМ выполняет также функции станционного контроллера связи и управления и служит для интеграции микропроцессорных устройств полевого уровня (МП РЗА, ПА, РАС и т.п.).

При построении ССПИ связь КТМ с МП РЗА и с другими смежными системами реализуется по интерфейсу RS 485\232: протоколам МЭК 60870-5-103/…/Modbus; по интерфейсу Ethernet: по протоколам МЭК 60870-5-104/МЭК61850. Передача информации от контроллера телемеханики на верхний (подстанционный уровень или уровень пункта управления) реализуется по протоколам Ethernet/TCP/IP/ МЭК 60870-5-104/[МЭК 61850](http://www.epsa-spb.ru/konfigurator_iec_61850/).

Количество направлений выделенных каналов связи может доходить до 16: 8 основных и 8 резервных.

Комплекс ПО КТМ работает под управлением операционной системы реального времени.

Он выполняет наиболее важные функции регистрации информации и решает следующие задачи:

• регистрация аналоговых параметров установившегося режима;

• опрос состояния коммутационного оборудования;

• регистрация пусков и срабатываний ступеней защит;

• дистанционное управление коммутационным оборудованием;

• опрос и запись параметров МП РЗА (уставок);

• регистрация аварийных событий;

• регистрация осциллограмм аварийных процессов от разных микропроцессорных устройств;

• обмен данными с другими системами автоматизации посредством стандартных протоколов МЭК.

**Комплекс ПО КТМ включает в себя следующие модули:**

• модуль диспетчера сообщений;

• модуль клиент МЭК 60870-5-101;

• модуль клиент МЭК 60870-5-104;

• модуль клиент МЭК 61850;

• модуль сервер МЭК 60870-5-101;

• модуль сервер МЭК 60870-5-104;

• модуль сервер МЭК 61850;

• модуль МЭК 60870-5-103;

• модуль клиент Modbus-RTU;

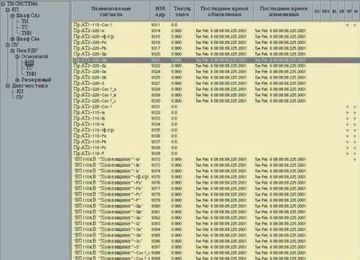
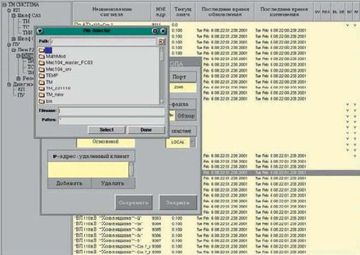
• модуль клиент Modbus-TCP;

• модуль логической обработки;

• модуль отображения;

• модуль архивирования.

***Автоматизированное рабочее место системы телемеханики (АРМ системы ТМ)***

****

В зависимости от требований Заказчика возможна реализация верхнего уровня системы в исполнении сервера, совмещенного с АРМ системы ТМ. АРМ системы ТМ может быть расположен как непосредственно на контролируемом пункте (подстанции), так и на удаленном пункте управления системой.

АРМ системы ТМ предназначен для отображения текущего состояния принимаемых и передаваемых системой ТМ сигналов, отображения состояния каналов связи, конфигурирования и параметрирования.

В состав функций, реализуемых в АРМ инженера службы ТМ, входят:

* контроль состояния принимаемых и передаваемых сигналов;
* конфигурация объема передаваемой информации в заданном направлении (РДУ, МЭС);
* мониторинг состояния каналов передачи данных;
* диагностика и выдача предупредительных сообщений по состоянию связи с источниками информации.

***Преимущества внедрения систем ТМ/ССПИ ООО«ЭнергопромАвтоматизация»***

* Пространственно-распределенный модульный принцип построения системы, открытая масштабируемая архитектура ПТК на основе общепризнанных международных стандартов (МЭК 60870-5-101…4, [МЭК 61850](http://www.epsa-spb.ru/konfigurator_iec_61850/));
* Легкость модификации системы телемеханики при необходимости ее расширения до системы АСУ ТП/ССПИ;
* Повышение качества наблюдаемости объекта, за счет увеличения количества передаваемой с подстанции информации после полномасштабного интегрирования смежных систем;
* Уменьшение стоимости создания системы, ее обслуживания, а так же развития за счет возможности использования современных отечественных разработок.

***Система оперативной блокировки разъединителей***

Оперативная блокировка разъединителей является ответственной задачей для безопасности оперативных переключений на энергообъекте. ООО «ЭнергопромАвтоматизация» предлагает свое решение  для реализации системы оперативной блокировки для подстанций распределительных сетей.  Основой системы является [шкаф оперативной блокировки (ОБР)](http://www.epsa-spb.ru/shkaf-operativnoy-blokirovki-raz_ed/).

**ОБР обеспечивает:**

* обработку логических алгоритмов блокировок с выдачей сигналов на разрешение управления;
* связь c устройствами и подсистемами нижнего уровня;
* предварительную обработку;
* сохранение и передачу данных на Сервер АСУ ТП;
* трансляцию команд управления на устройства нижнего уровня;
* осуществление контроля и диагностики устройств нижнего уровня.