



**Тема занятия: АИИС КУЭ**  
(лекция 3 Технический состав системы АИИС КУЭ).

**Вопросы/план занятия:**

- Интеллектуальные приборы учета.
- Удаленный учет электроэнергии.
- Новые информационные каналы.
- Передача информации с приборов учета по линиям электропередач и радиочастотным каналам, mesh-сети.
- Метрологическое обеспечение учета электроэнергии.
- Надежность современного оборудования автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Оснащение точек учета.
- Пути снижения затрат на создание систем учета электроэнергии.

**Докладчик:** Мельников Павел Валентинович,  
НИУ МЭИ Ст.преп.каф. «Релейная защита и автоматизация энергосистем»





## Требования к АИИС КУЭ :

*Существует 2 разновидности систем АИИС КУЭ, которые характеризуются спецификой рынка электрической энергии и мощности.*

*Технические требования для участников оптового рынка энергии и мощности (ОРЭМ) определяют нормативные требования:*

**«АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ). ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ»**

**АО «АТС» (Администратор торговой системы), разработанные НП «Совет рынка».**

*Требования для розничного рынка определяются:*

**«ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 4 МАЯ 2012 Г. N 442 Г. МОСКВА "О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛНОМ И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ»»**

**Настоящий документ устанавливает правовые основы функционирования розничных рынков и технические требования к приборам учета электрической энергии...**



## В состав АИИС КУЭ входят:

**система единого времени (СЕВ)** – функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в данной автоматизированной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах времени.

**измерительно-информационный комплекс точки учета (ИИК ТУ)** – конструктивно объединенная или территориально локализованная совокупность функционально объединенных технологических и программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке учета.

**информационно-вычислительный комплекс (ИВК)** – совокупность функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии в сечении поставки субъекта оптового рынка.

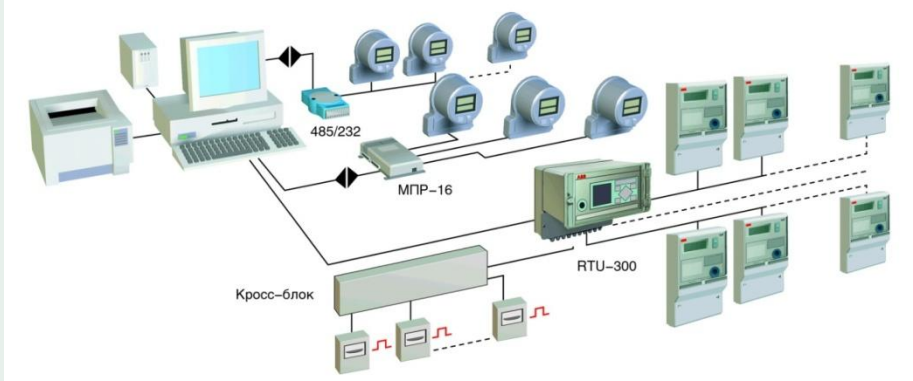
**связующий компонент** – технические средства приёма – передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи; комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов - ИВК заявителя.



**Системы АСКУЭ должны выполняться по проектам на базе серийно выпускаемых технических средств и программного обеспечения.**

**В состав комплекса технических средств должны входить:**

- **Счетчики электроэнергии**, оснащенные датчиками преобразователями, преобразующую измеряемую энергию в пропорциональное количество выходных импульсов – первичные приборы сбора данных;
- **Аттестованные устройства сбора информации** от счетчиков и передачи ее на верхние уровни управления (УСПД) – информационно измерительная система (ИИС) для сбора, первичной обработки, хранения и передачи в систему информации об энергии и мощности на объектах;
- **Средства обработки информации** – расчетная система. (для расчетного и технического учета используются одни и те же комплексы технических средств);
- **Технические средства связи** – приёма – передачи данных
- **каналообразующая аппаратура**. физические каналы и сети связи;





Требования к счетчикам определяется критериями оценки класса качества оценки технических требований. Обязательные требования:

Счетчики должны быть выполнены на базе специализированных микропроцессоров и отвечать следующим требованиям:

*Обеспечивать измерение электроэнергии с нарастающим итогом и вычислять усредненную мощность не менее чем за получасовые промежутки времени;*

*Хранить профили нагрузки не менее 1 месяца;*

*Наличие цифрового интерфейса на базе UART (RS-485, RS-232);*

*Наличие встроенного календаря и часов с точностью не хуже  $\pm 2$  сек. в сутки, с возможностью коррекции/синхронизации времени;*

*Наличие энергонезависимой памяти;*

*Ведение «журнала событий»;*

*Возможность съема информации со счетчика автономным способом*

*Наличие защиты от несанкционированного изменения параметров;*

*Наличие автоматической диагностики.*

*Визуальный контроль информации на счетчике;*

*Наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование*





## Дополнительные требования к конструктивному выполнению счетчиков:

*Возможность подключения к дополнительному гарантированному источнику питания;*

*Контроль состояния средства измерения;*

*Наличие контроля снятия крышки клеммной коробки;*

*Контроль наличия тока фазы при отсутствие напряжения;*

*Контроль отсутствия напряжения в любой фазе;*

*Контроль реверса тока в любой фазе;*

*Контроль утечки токов нагрузки на землю (функция УЗО) с возможностью ее отключения;*

*Наличие встроенного расцепителя нагрузки со схемой контроля срабатывания и индикацией отключения нагрузки для счетчиков прямого включения;*

*Возможность отключения нагрузки при превышении заданного лимита мощности;*

*Возможность отключения нагрузки при превышении заданного порога напряжения (функция защиты электроприемников от повышенного напряжения);.*

*Задание сценариев включения нагрузки, после ее отключения.*



## Дополнительные требования к счетчикам:

### Программируемые автоматические функции счетчика.

В микропроцессорных счетчиках с помощью программного обеспечения может быть реализовано автоматическое выполнение следующих функций:

- *учет потерь;*
- *измерение среднеквадратичного значения токов и напряжений;*
- *измерение времени и интервалов времени;*
- *измерение частоты, коэффициента мощности.*
- *приращение реактивной энергии;*
- *контроль состояния коммутационного оборудования;*
- *измерение среднеинтервальной активной мощности;*
- *авточтение;*
- *работу по заданному расписанию тарифных зон;*
- *автоматический переход на летнее и зимнее время;*
- *задание порогов срабатывания для реле управления нагрузкой;*
- *задание времени срабатывания для реле управления нагрузкой;*
- *задание хранения графиков нагрузки;*
- *Предупреждения при превышении заданного порога мощности;*
- *выполнение звонка на ЭВМ центрального пункта сбора данных при возникновении ряда событий.*



**Дополнительные требования к счетчикам:  
Программируемые автоматические функции счетчика:  
Журнал событий счетчика.**

Во всех модификациях счетчиков дополнительно, кроме количества, ведется также регистрация даты и времени следующих событий (флагов):

- *отключения и включения питания;*
- *провалов напряжения;*
- *корректировки времени;*
- *ручного сброса мощности;*
- *включение и выключение режима ТЕСТ.*

*Количество разрешенных флагов влияет на глубину хранения данных .*

**Защита информации счетчика.**

**2 уровня пломбирования:**

- 1-й заводской после метрологической поверки,
- 2-й на месте установки для защиты измерительных вторичных цепей.

**Защита доступа к программе с помощью паролей:**

- Все корректировки программы фиксируются как события счетчика.
- Изменение параметров, влияющих на коммерческие данные обнуляет информацию на счетчике.



## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

Допускается использовать в качестве объектового любые последовательные интерфейсы, которые должны поддерживаться УСПД, или соединяться с УСПД через устройство преобразователь интерфейсов.

Наличие телеметрического выхода (числоимпульсного интерфейса) является обязательным для любого прибора учета.

В качестве среды передачи допускается использовать витую пару, радиоканал (RF, ZigBee, IRDA), силовую проводку (PLC)

Для связи удаленных устройств используются следующие соединения:  
Модемные по выделенным или коммутируемым каналам связи, в том числе ВЧ связь по ВЛЭП.

- Радиомодемы;
- GSM модемы;
- Ethernet (IP);
- Спутниковая связь.



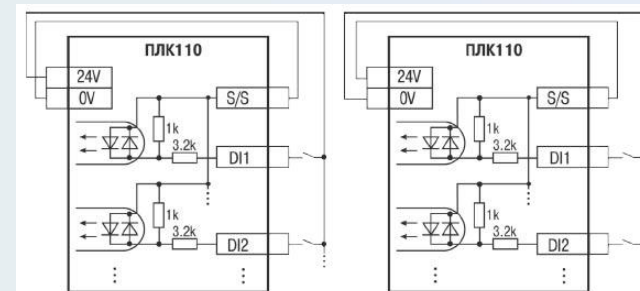
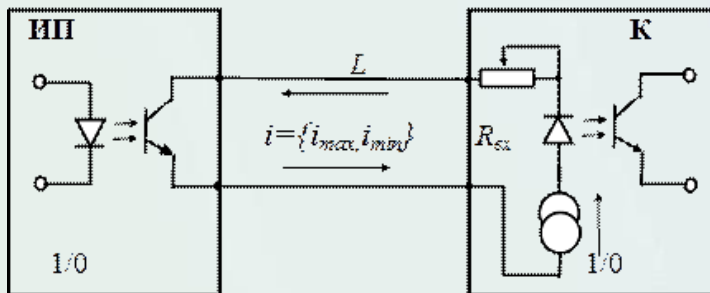


## Удаленный учет электроэнергии:

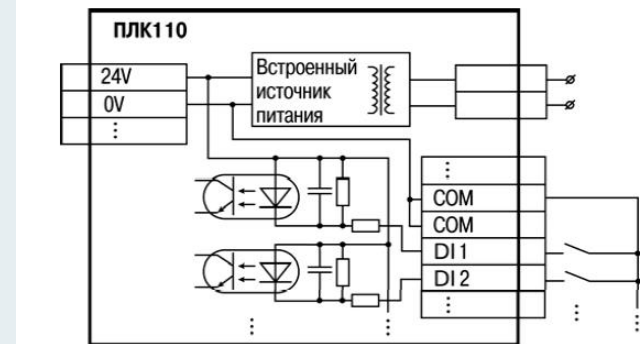
Организуется система сбора данных и обработки первичной информации на объекте. Для связи счетчиков с узлом сбора данных (УСПД) используются стандартные интерфейсы и коммуникационное оборудование.

Обязательным требованием к счетчикам является наличие числоимпульсного интерфейса с гальванической развязкой напряжением постоянного тока ( $12 \pm 1,2$ )В с параметрами:

- а) частота следования импульсов – до 10 Гц;
- б) минимальная длительность импульсов – 20 мс;
- в) амплитуда тока импульса – до 14 мА;
- г) остаточная амплитуда тока (при отсутствии сигнала) – до 1 мА.



Вариант 1



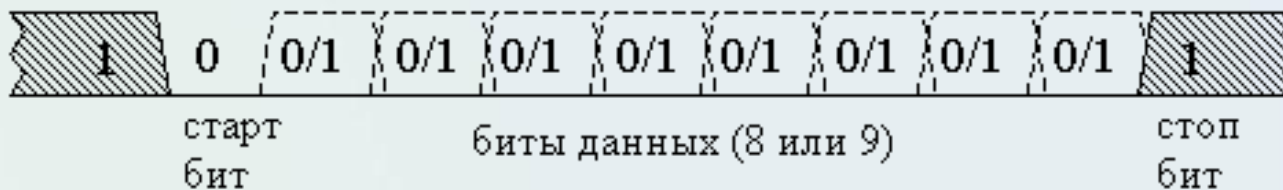
Вариант 2



## Удаленный учет электроэнергии:

Для связи микропроцессорных счетчиков с узлом сбора данных (УСПД) используются стандартные последовательные интерфейсы.

В основе последовательных интерфейсов для передачи и обработки данных заложен принцип универсального асинхронного приемопередатчика (UART)



UART можно разделить на приемник (Receiver) и передатчик (Transmitter). В состав UART входят: тактовый генератор связи (бодрейт-генератор), управляющие регистры, статусные регистры, буферы и сдвиговые регистры приемника и передатчика



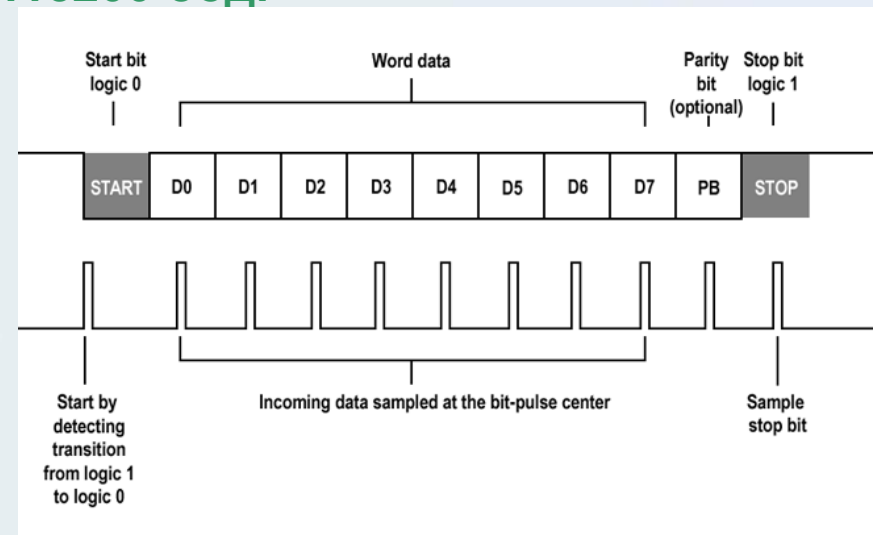
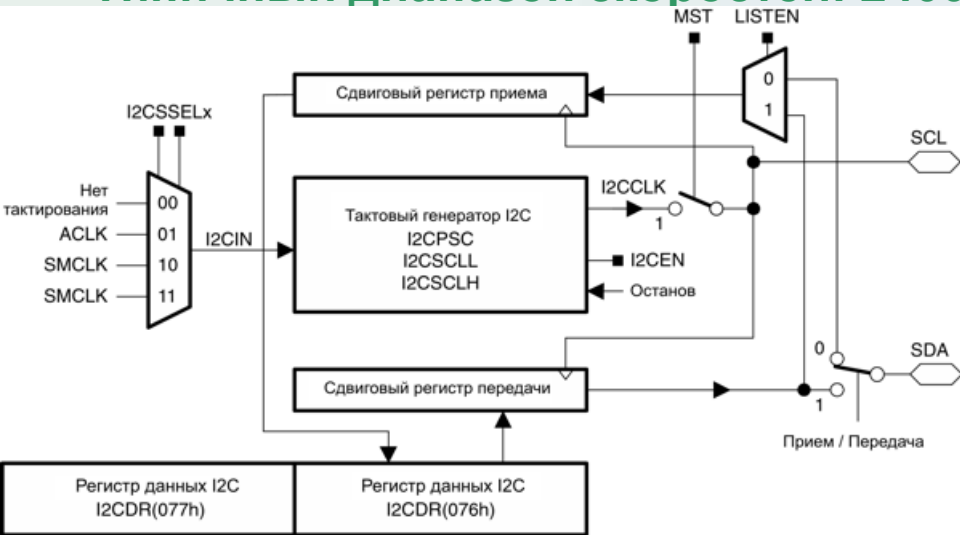
## Удаленный учет электроэнергии:

### Универсальный асинхронный приемопередатчик (UART)

Скорость связи или baudрейт (baudrate) измеряется в бодах - число передаваемых бит в секунду (включая старт и стоп-биты).

Задается эта скорость в бодрейт-генераторе делением системной частоты на задаваемый коэффициент.

Типичный диапазон скоростей: 2400 ... 115200 бод.



В цифровой передаче используют термины "синхронизация" и "синфазирование".

Под **синхронизацией** понимают синфазирование по циклу (сообщению),

Под **синфазированием** - синфазирование по импульсам (по битам).

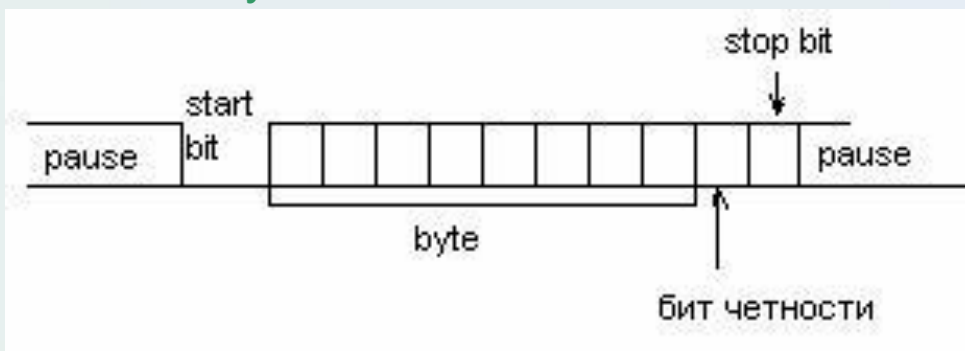
Можно считать, что приемники и передатчики синхронизируются, а генераторы синфазуются..



## Удаленный учет электроэнергии: Асинхронно-синхронный способ передачи данных.

Обычно, в то время как линия находится в режиме ожидания, для демонстрации того, что линия в порядке, по ней передается единица, обозначая незанятость линии. С другой стороны, когда линия находится в состоянии логического нуля, говорится, что она стоит в режиме выдерживания интервалов. Таким образом, логическая единица и ноль рассматриваются соответственно как MARK и SPACE.

В асинхронной связи изменение условия состояния линии с MARK на SPACE означает начало символа. Это называется стартовым битом. За стартовым битом следует комбинация битов, представляющая символ, и затем бит контроля четности. Переход в состояние ожидания MARK, которая представляет собой стоповый бит и означает конец текущего символа. Число битов, используемых для представления символа, называется длиной слова и обычно бывает равно семи или восьми. Контрольный бит используется для выполнения элементарной проверки на наличие ошибки.

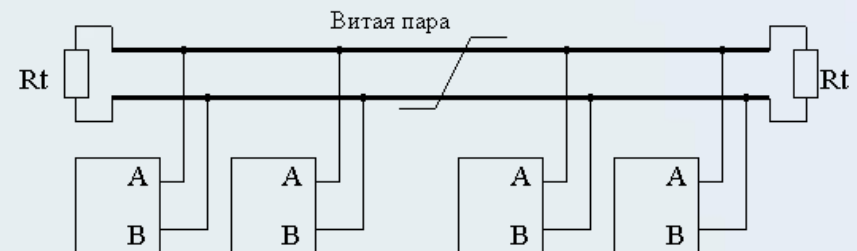
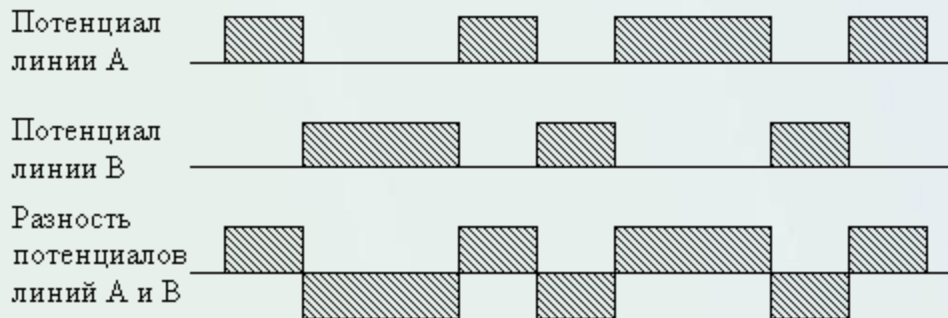




## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

Интерфейс RS-485 (другое название - EIA/TIA-485) - один из наиболее распространенных стандартов физического уровня связи.

*Сеть, построенная на интерфейсе RS-485, представляет собой приемопередатчики, соединенные при помощи витой пары - двух скрученных проводов. В основе интерфейса RS-485 лежит принцип дифференциальной (балансной) передачи данных. Суть его заключается в передаче одного сигнала по двум проводам. Причем по одному проводу (условно А) идет оригинальный сигнал, а по другому (условно В) - его инверсная копия. Другими словами, если на одном проводе "1", то на другом "0" и наоборот. Таким образом, между двумя проводами витой пары всегда есть разность потенциалов: при "1" она положительна, при "0" - отрицательна.*





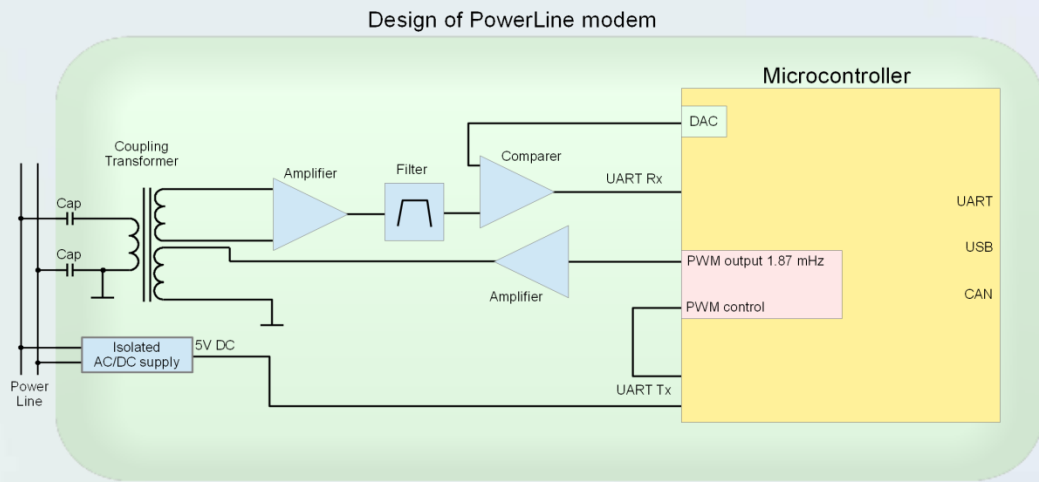
## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### PLC-модемы в системах автоматизации.

Power Line Communication, сокращенно PLC, – термин, обозначающий совокупность технологий высокочастотного информационного уплотнения линий электропитания.

К основным преимуществам PLC-технологий относятся:

- Низкие совокупные затраты на оборудование, материалы, электромонтажные и строительно-монтажные работы, отсутствие эксплуатационных затрат
- Отсутствие трудностей с получением разрешений на монтаж и эксплуатацию, поскольку такие разрешения не требуются
- Разветвленная топология сети без использования повторителей
- Оперативность развертывания
- Устойчивость связи к изменению погодных условий.





## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### PLC-модемы в системах автоматизации.

Электрическая распределительная сеть низкого напряжения как среда передачи данных PLC характеризуется:

- несимметричностью линии;
- нестабильным импедансом;
- высоким уровнем и непредсказуемостью помеховой обстановки и потерь полезного сигнала;.
- низким активным сопротивлением фаза-нейтраль;
- большой суммарной длиной и разветвленностью линий;
- большим числом потребителей и высоким энергопотреблением.

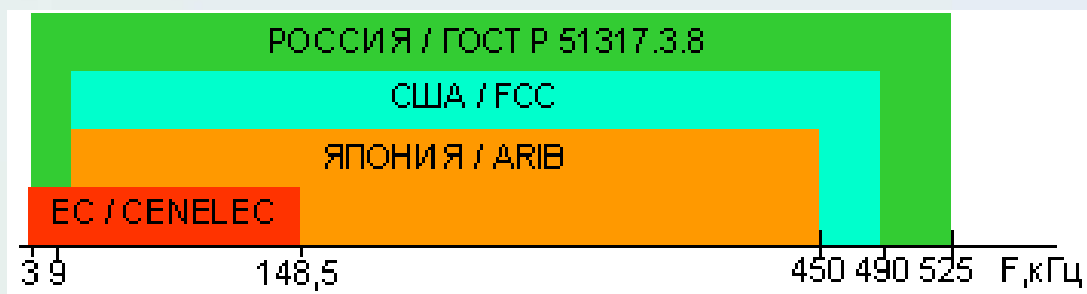
Это накладывает определенные ограничения как на частотный диапазон PLC, так и на тип модуляции несущей.

В России использование частотного диапазона, уровень сигнала и тип модуляции регламентированы стандартом ГОСТ Р 51317.3.8, аналогом общемирового МЭК 61000-3-8, подразделяющим спектр оборудования на два класса: «116» – общего применения и «134» – промышленного применения, и разрешающим как узкополосную, так и широкополосную коммуникацию в диапазоне частот до 525 кГц.



## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы PLC-модемы в системах автоматизации.

По типу модуляции PLC подразделяется на широкополосную и узкополосную.



Первая в зависимости от используемого диапазона частот обеспечивает пропускную способность канала связи от сотен килобит до сотен мегабит при дальности связи точка-точка в пределах сотни метров и используется преимущественно для организации сетей Ethernet и IP-телефонии .

Вторая – в системах автоматизации, диспетчеризации и учета энергопотребления при пропускной способности канала связи от 100 бит/с до 10-15 кбит/с и дальности связи от двух до нескольких десятков километров, что определяется параметрами линии, используемой для передачи сигнала.



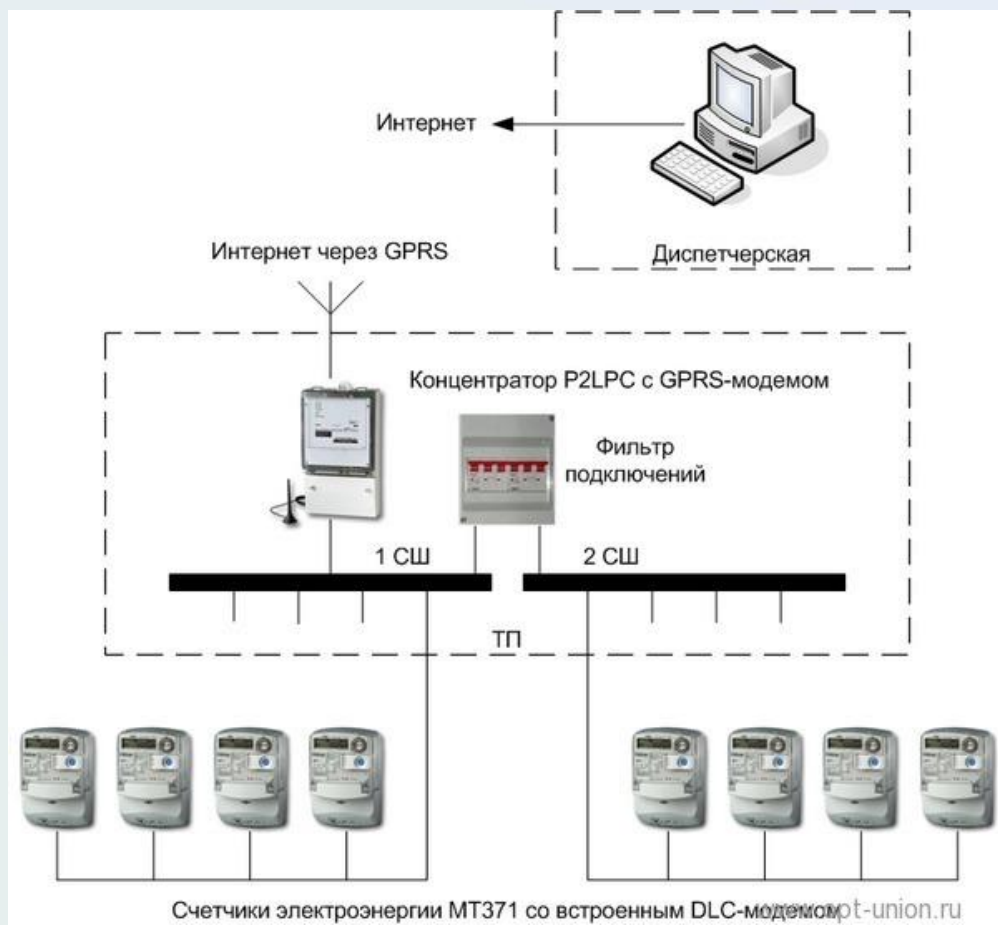
## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### PLC-модемы в системах автоматизации.

Пример построения системы АИИС КУЭ потребителей сети низкого напряжения на базе PLC модемов.

Как только завершается процесс установки приборов учета, Концентратор автоматически строит сеть и собирает данные со счетчиков. Каждое устройство присоединяется к сети автономно и оптимизирует свои функции в поддержке всей сетки.

Интеллектуальное подстройка к сетевым параметрам (таким, как скорость передачи данных, мощность передачи и пути сообщения).

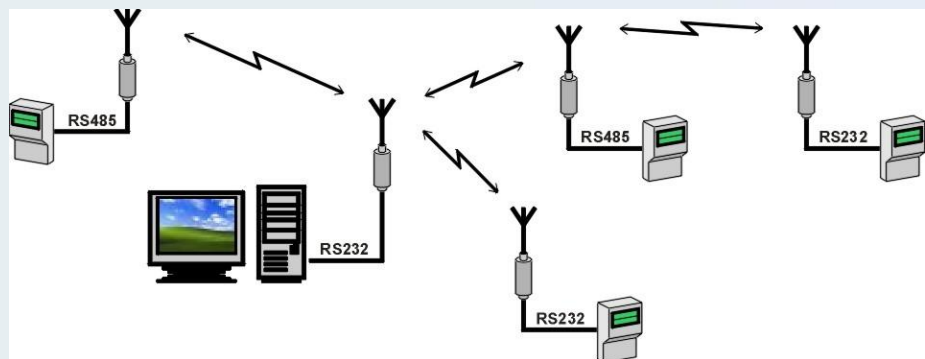


## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### Радиочастотные каналы в системах автоматизации.

Беспроводная радиосеть **RF-MESH** предназначена для обмена данными между концентратором и счетчиками электроэнергии, воды, газа, тепла. Особенностью радиосети является самоорганизующаяся структура, т.е. выбор наиболее оптимального маршрута производится автоматически. Основные особенности сети:

- Несущая частота - 433 МГц
- Выходная мощность - не более 10 мВт
- Дальность действия в прямой видимости (между двумя узлами) - до 1 км
- Дальность действия внутри типового многоэтажного дома (между двумя узлами) - 4-6 этажей
- До 10-ти уровней ретрансляции
- Количество узлов в одной сети - до 1000 шт
- Автоматический поиск и построение сети
- Автоматический выбор оптимального маршрута
- Высокая отказоустойчивость
- Легкая масштабированность





## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### Радиочастотные каналы в системах автоматизации.

В соответствии со стандартом 802.15.4 **ZigBee** к радиочастотной части МК для выделенного в России диапазона частот для ZigBee 2,4 ГГц (решение Государственной комиссии по радиочастотам РФ в мае 2007 г. о свободном использовании данного диапазона при мощности менее 100 мВт) предъявляются следующие требования:

- 16 частотных каналов в диапазоне 2400–2483,5 МГц;
- полоса частот канала 5 МГц;
- максимальная скорость 250 кбит/с;
- тип модуляции O-QPSK (*quadrature phase shift keying*);
- номинальная выходная мощность 0 дБм (1 мВт),
- чувствительность приемника –85 дБм;
- дальность действия 10–100 м;
- размер стека 4–32 кбайт;
- срок службы батареи 100–1000 дней;
- число узлов сети 65536 (16-разрядные адреса).



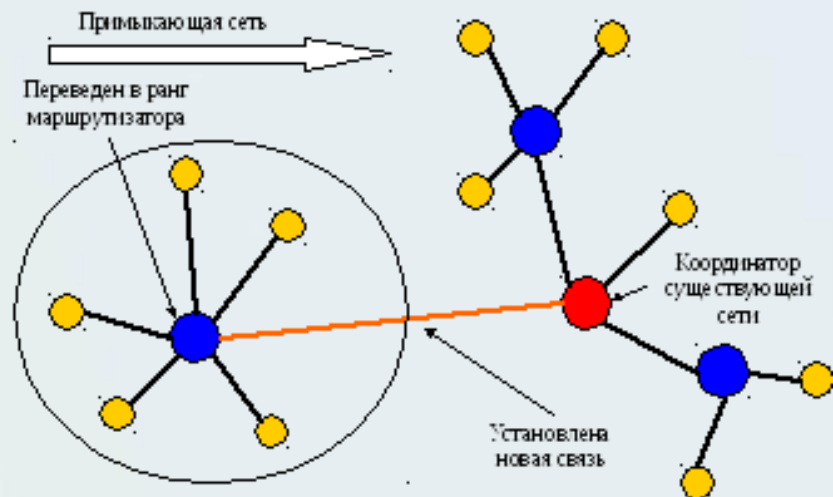
## Удаленный учет электроэнергии: Интерфейсы

### Радиочастотные каналы в системах автоматизации.

Стек ZigBee представляет собой иерархическую модель, построенную по принципу семиуровневой модели протоколов передачи данных в открытых системах OSI (Open System Interconnection).

Позволяет автоматически реализовать следующие функции:

- Доступ к каналу – по контролю несущей, т.е сначала слушаем и если эфир свободен, начинаем передачу (CSMA-CA).
- Логику сети, позволяя, тем самым, создавать сети различной топологии.
- Маршрутизацию данных
- Адресацию
- Формирование пакетов
- Сканирование сети
- Идентификацию устройств
- Объединение устройств в сеть





## МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАНАЛОВ УЧЕТА

Класс точности компонентов, входящих в ИИК должна соответствовать требованиям НД для данного класса АИИС КУЭ.

Предел допустимой относительной погрешности  $i$ -го измерительного комплекса определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1.1 \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_L^2 + \delta_{СЧ}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\Phi\Sigma}^2}$$

где  $\delta_i$  – суммарная относительная погрешность  $i$ -го измерительного комплекса, состоящего из измерительных трансформаторов и счетчика;

$\delta_{TT}$  – относительная погрешность трансформатора тока;

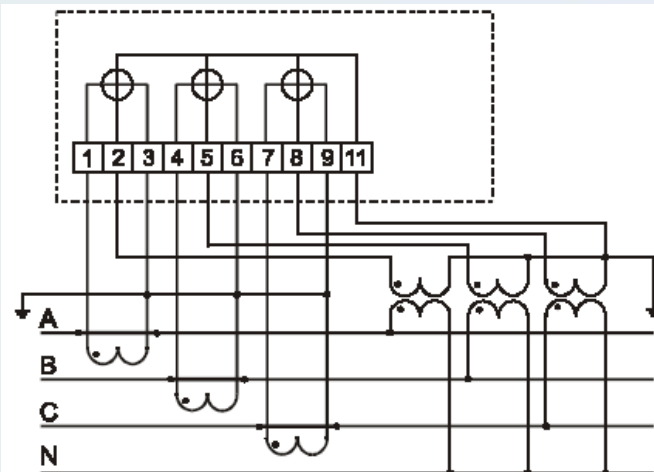
$\delta_{TH}$  – относительная погрешность трансформатора напряжения;

$\delta_L$  – относительная величина потери напряжения во вторичных цепях;

$\delta_{СЧ}$  – относительная погрешность счетчика;

$\delta_{\theta}$  – относительная угловая погрешность U и I;

$\delta_{\Phi\Sigma}$  – погрешность дискретизации счетчика;





## МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАНАЛОВ УЧЕТА

При новом строительстве энергообъектов необходимо устанавливать счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения со следующими характеристиками:

### Классы точности счетчиков электрической энергии:

- Граждане-потребители класс точности **2,0** и выше;
- Многоквартирные дома класс точность **1,0** и выше;
- Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и ниже с максимальной мощностью (согласно акту разграничения) менее 670 кВт - счетчики класса точности не менее **1,0**;
- Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и ниже с максимальной мощностью более 670 кВт - счетчики класса точности не менее **0,5S**;
- Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше независимо от мощности класса точности не менее **0,5S**;



## МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАНАЛОВ УЧЕТА

### Классы точности измерительных трансформаторов тока:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше – не хуже **0,2S**;
  - для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже **0,2S**;
  - для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже **0,2S**;
  - остальные присоединения - не хуже **0,5S**.
  - для расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более **0,5**.
- Допускается использование измерительных трансформаторов напряжения класса точности **1,0** для установки (подключения) приборов учета класса точности **2,0**.





## МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАНАЛОВ УЧЕТА

### Классы точности измерительных трансформаторов напряжения:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше – не хуже 0,2;
- для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2;
- для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2;
- остальные присоединения – не хуже 0,5.

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

При новом строительстве энергообъектов электросчетчик должен быть подключен к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания. Допускается применение единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа.



## Надежность современного оборудования АИИС КУЭ

**Значения показателей надежности ИИК рекомендуется иметь не ниже заданных::**

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 24 часов.

**Значения показателей надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:**

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 7 суток.

**Значения показателей надежности оборудования связи рекомендуется иметь не ниже заданных:**

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- среднее время восстановления – не более 168 часов.

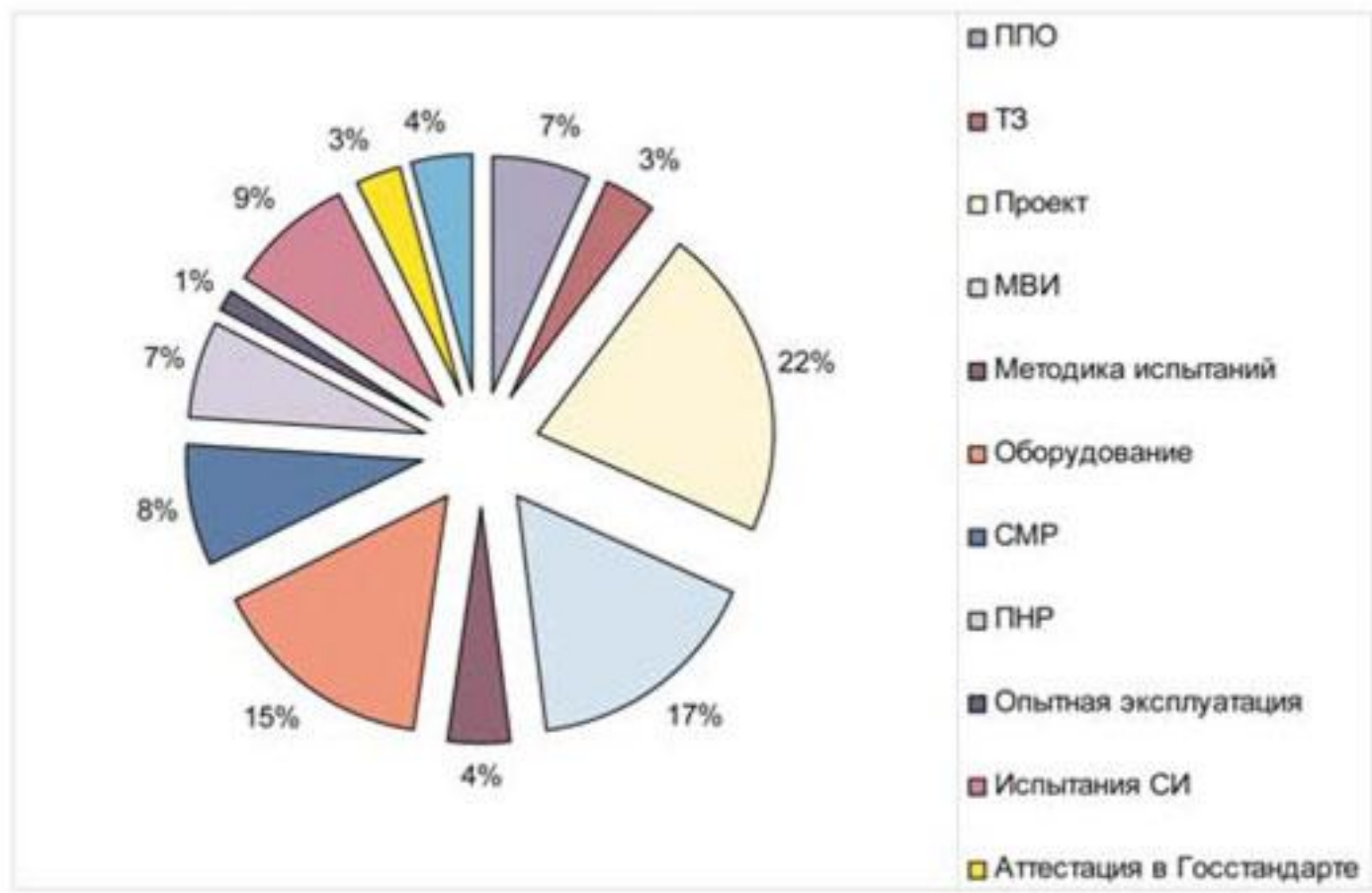
(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

**Для повышения надёжности рекомендуется резервирование отдельных компонент АИИС и использование избыточной информации.**



## Анализ затрат на создание систем учета электроэнергии

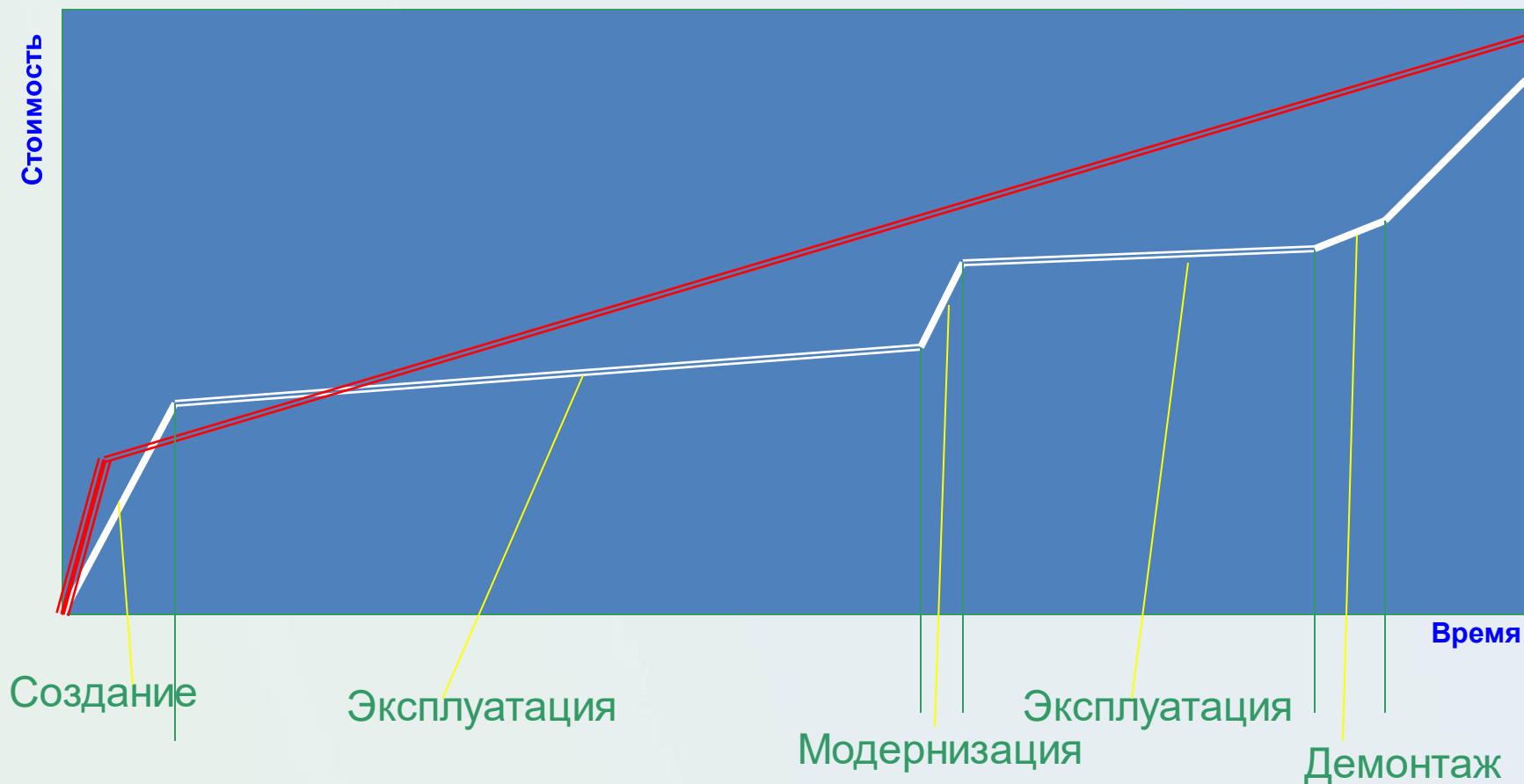
### Распределение бюджета создания АИИС





**Анализ затрат на создание систем учета электроэнергии.**  
*Следует рассматривать затраты на всем этапе существования системы от момента её создания до ликвидации.*

## Жизненный цикл системы

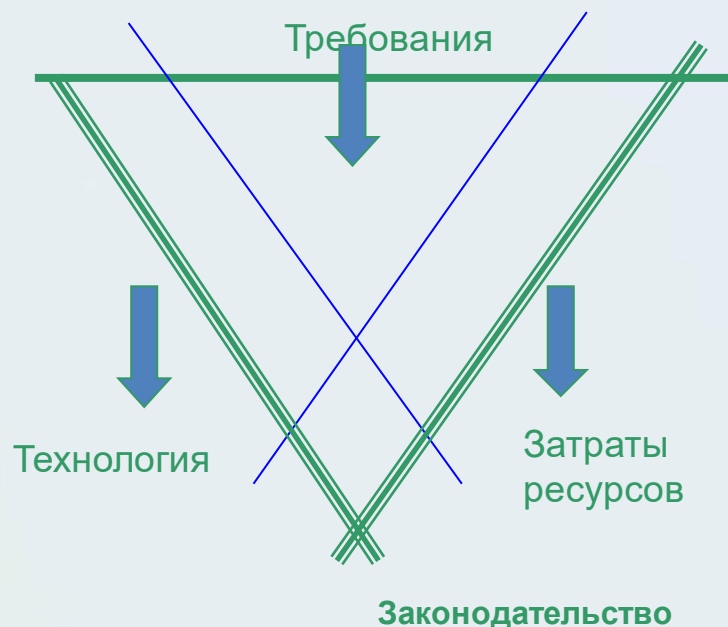
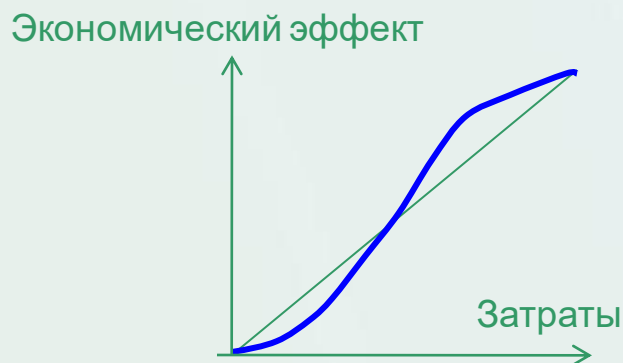




Анализ затрат на создание систем учета электроэнергии. Оптимизация затрат на создание, эксплуатацию и обслуживание системы требует комплексного подхода:

Требования НД и законодательные акты диктуют требования для необходимого состава оборудования, перечень используемых технологий и набор выполняемых функций.

Оптимизация затрат может быть обеспечена интеграцией указанных требований с оптимальным набором параметров.





**Анализ затрат на создание систем учета электроэнергии.  
Оптимизация затрат на создание, эксплуатацию и обслуживание системы требует комплексного подхода:**

- Использование проверенных и стандартных компонентов системы и инструментальных средств (учитывая незначительный вес в стоимости системы);
- Цифровые системы и сети передачи измеренных параметров;
- Резервирование каналов связи;
- Диагностика работоспособности системы;
- Масштабируемость и наращиваемость;
- Иерархическое построение системы;
- Распределенная обработка данных;
- Защита информации на всех системных уровнях;
- Параллельный сбор данных

