

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ  
И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Общие технические требования

**АЎТАМАТЫЗАВАНЫЯ СІСТЭМЫ КАНТРОЛЮ  
І ЎЛІКУ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ ЭНЕРГІІ**

Агульныя тэхнічныя патрабаванні

Издание официальное

БЗ 4-2009



Госстандарт  
Минск

**Ключевые слова:** автоматизированная система контроля и учета электроэнергии, расчетный (коммерческий) учет электроэнергии, технический (контрольный) учет электроэнергии, точка измерения электроэнергии, точка учета электроэнергии, устройство сбора и передачи данных, средство измерений, измерительный канал

ОКП РБ 33.20.70.910

---

### **Предисловие**

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским республиканским унитарным предприятием «НИИ средств автоматизации»

ВНЕСЕН Министерством энергетики Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Госстандарта Республики Беларусь от 15 июля 2010 г. № 40

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© Госстандарт, 2010

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Госстандарта Республики Беларусь.

---

Издан на русском языке

## Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	1
3 Термины и определения.....	3
4 Обозначения и сокращения.....	6
5 Основные положения.....	6
6 Технические требования.....	6
6.1 Требования к структуре и составу оборудования.....	6
6.2 Требования к средствам измерения измерительного компонента автоматизированной системы.....	8
6.3 Требования к средствам учета компонента автоматизированной системы сбора и обработки данных.....	10
6.4 Требования к режимам функционирования.....	12
6.5 Требования к функциям системы.....	12
6.6 Требования к способу выражения погрешности измерительных каналов.....	14
6.7 Требования к точности вычислений.....	14
6.8 Требования к точности представления результатов измерений.....	15
6.9 Требования к интерфейсам обмена.....	15
6.10 Требования к протоколам обмена.....	15
6.11 Требования к синхронизации часов.....	15
6.12 Требования к программному обеспечению.....	16
6.13 Требования к информационному обеспечению.....	19
6.14 Требования к лингвистическому обеспечению.....	20
6.15 Требования к математическому обеспечению.....	21
6.16 Требования к метрологическому обеспечению.....	21
6.17 Требования к достоверности и защите информации.....	22
6.18 Требования к диагностированию.....	23
6.19 Требования по развитию и модернизации.....	23
6.20 Требования по эксплуатации.....	23
6.21 Требования к надежности.....	24
6.22 Требования по безопасности.....	25
6.23 Требования по унификации и стандартизации.....	26
6.24 Требования к электропитанию.....	26
6.25 Требования к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению.....	27
6.26 Требования к эргономике и технической эстетике.....	27
6.27 Требования к электромагнитной совместимости.....	28
6.28 Требования к конструкции и размещению оборудования.....	28
6.29 Требования к патентной чистоте.....	28
6.30 Требования к документированию.....	28
6.31 Требования по созданию автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии.....	29
Приложение А (рекомендуемое) Структурная схема автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.....	30
Приложение Б (справочное) Структурные схемы измерительных каналов.....	31
Библиография.....	32



**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ****АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
Общие технические требования****АЎТАМАТЫЗАВАНЫЯ СІСТЭМЫ КАНТРОЛЮ І ЎЛІКУ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ ЭНЕРГІІ  
Агульныя тэхнічныя патрабаванні**

Automated systems for control and metering of electric energy  
General technical requirements

Дата введения 2011-01-01

**1 Область применения**

Настоящий стандарт распространяется на реконструируемые, вновь разрабатываемые и внедряемые автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) субъектов и объектов учета энергетической системы Республики Беларусь, объектов потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности и предназначен для использования в системе электроэнергетики, проектных организациях, производителями средств измерений, потребителями электроэнергии, другими заинтересованными сторонами.

**2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 183.1-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии

ТКП 183.2-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии

СТБ 8004-93 Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Метрологическая аттестация средств измерений

СТБ ГОСТ Р 52322-2007 (МЭК 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

СТБ ГОСТ Р 52323-2007 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

СТБ ГОСТ Р 52425-2007 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

СТБ ЕН 55024-2006 Электромагнитная совместимость. Оборудование информационных технологий. Характеристики помехоустойчивости. Нормы и методы измерений

СТБ ИЕС 61000-4-3-2009 Электромагнитная совместимость. Часть 4-3. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю

ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

## СТБ 2096-2010

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.006-84 Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.023-80 Система стандартов безопасности труда. Шум. Методы установления значений шумовых характеристик стационарных машин

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 21.101-93 Система проектной документации для строительства. Основные требования к рабочей документации

ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 21889-76 Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования

ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования

ГОСТ 23000-78 Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования

ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 25980-83 Вибрация. Средства защиты. Номенклатура параметров

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применяют следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 автоматизированная система контроля и учета электроэнергии; АСКУЭ:** Автоматизированная измерительная система, содержащая технические и программные средства для измерения, сбора, передачи, хранения, накопления, обработки, анализа, отображения, документирования и распространения результатов потребления электроэнергии в территориально распределенных точках учета (измерения), расположенных на объектах энергосистемы и (или) потребителей.

**3.2 база данных:** Упорядоченная и структурированная совокупность данных, хранящаяся в запоминающем устройстве и доступная для использования по командам обращения к ней.

**3.3 баланс объекта по электроэнергии и (или) мощности:** Суммы измеренной по внешним присоединениям объекта учета, поступившей на объект от иных объектов и отданной другим объектам электроэнергии и (или) мощности за расчетный и (или) контрольный период времени, а также разность этих сумм (сальдо, небаланс).

**3.4 измерение:** Совокупность операций, выполняемых для определения значения величины [1].

**3.5 измерительный канал системы; ИК:** Функционально объединенная совокупность технических средств, предусмотренная алгоритмом его функционирования, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до индикации или регистрации результата измерения включительно, или преобразование результата измерения в сигнал, удобный либо для дальнейшего использования вне информационно-измерительной системы, либо для ввода в цифровое или аналоговое устройство, входящее в состав информационно-измерительной системы (СТБ 8004).

**3.6 измерительная система; ИС:** Совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, электронно-вычислительных машин и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта и т. п. с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях.

Примечания

1 В зависимости от назначения ИС разделяют на измерительные информационные; измерительные контролируемые; измерительные управляющие системы и др.

2 ИС, перестраиваемую в зависимости от изменения измерительной задачи, называют гибкой измерительной системой (ГИС).

**Примеры**

**1 Измерительная система теплоэлектростанции, позволяющая получать измерительную информацию о ряде физических величин в разных энергоблоках. Она может содержать сотни измерительных каналов.**

**2 Радионавигационная система для определения местоположения различных объектов, состоящая из ряда измерительно-вычислительных комплексов, разнесенных в пространстве на значительное расстояние друг от друга.**

**3.7 каналы связи; КС:** Среда связи и коммуникационное оборудование для обмена данными между различными техническими средствами.

**3.8 качество электроэнергии:** Показатели, характеризующие свойства электроэнергии, соответствующие требованиям технических нормативных правовых актов и (или) определенные в договоре электроснабжения.

**3.9 компонент автоматизированной системы; компонент АС:** Часть АС, выделенная по определенному признаку или совокупности признаков и рассматриваемая как единое целое (ГОСТ 34.003).

**3.10 контрольный период:** Период (или группа периодов) времени, выбранный для сбора и контроля данных в техническом учете.

**3.11 корпоративная вычислительная сеть; КВС:** Вычислительная сеть группы субъектов (корпорации), связанных общей деятельностью, использующая принципы построения глобальных компьютерных сетей и частное пространство сетевых адресов (IP-адресов) [2].

**3.12 метрологическая аттестация средств измерений; МА:** Составная часть метрологического контроля, включающая выполнение работ, в ходе которых устанавливаются метрологические характеристики средств измерений [1].

**3.13 метрологический контроль:** Совокупность работ, в ходе выполнения которых устанавливаются или подтверждаются метрологические, технические характеристики средств измерений, определяется соответствие средств измерений, методик выполнения измерений требованиям законодательства Республики Беларусь об обеспечении единства измерений, а также соответствие методик выполнения измерений своему назначению [1].

**3.14 непромышленная сфера:** Совокупность объектов, предназначенных для удовлетворения непроизводственных потребностей, включая потребности в образовании, здравоохранении, жилище, торговле, питании и других непромышленных отраслях.

**3.15 нормируемые метрологические характеристики типа средств измерений; НМХ:** Совокупность метрологических характеристик данного типа средств измерений, устанавливаемая техническими нормативными правовыми актами на средства измерений.

**3.16 объекты учета:** Объекты энергосистемы и (или) потребителей с приборным учетом электроэнергии.

**3.17 объект энергосистемы:** Отдельная установка или совокупность выделенных территориально или функционально выделенных электро- и (или) теплоустановок энергосистемы (электростанции, котельные, электросети, теплосети, подстанции, линии электропередачи, тепlopункты и т. д.) [2].

**3.18 поверка:** Составная часть метрологического контроля, включающая выполнение работ, в ходе которых подтверждаются метрологические характеристики средств измерений и определяется соответствие средств измерений требованиям законодательства Республики Беларусь об обеспечении единства измерений [1].

**3.19 приборный учет электроэнергии:** Процесс непрерывного измерения в точках учета на объектах электроэнергетики и потребителей посредством приборов учета электроэнергии ее мощности, количества и (или) качества, а также сбора, хранения, накопления, обработки, регистрации, отображения и распространения (распределения) измерительной информации посредством средств приборного учета электроэнергии.

**3.20 потери электроэнергии (мощности):** Непроизводительный расход электроэнергии (мощности) в процессе ее оборота, обусловленный технологическими и другими причинами (различают технологические потери (технологический расход) и коммерческие потери).

**3.21 потребитель:** Юридическое или физическое лицо (индивидуальный предприниматель), электрическая или тепловая сеть, электрические или тепловые приемники которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации и которое осуществляет пользование электрической энергией (мощностью) и (или) тепловой энергией (мощностью) [2].

**3.22 протокол:** Формальная система правил, регламентирующая формат и процедуры обмена информацией между двумя или более отдельными компонентами информационных систем [2].

**3.23 расчетный период:** Период времени, установленный договором электроснабжения для расчета за потребленную электроэнергию, мощность.

**3.24 расчетный (коммерческий) учет электроэнергии:** Учет вырабатываемой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электроэнергии для оплаты субъектами рынка электроэнергии.

**3.25 сечение учета электроэнергии:** Совокупность точек учета электроэнергии в сетях, рассматриваемая как единое целое (различают сечения учета на стороне высокого, среднего и низкого напряжения, сечения расчетного и технического учета, сечения по объекту или субъекту учета).

**3.26 средство измерений; СИ:** Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

**3.27 средства учета электроэнергии:** Технические средства компонента сбора и обработки данных АСКУЭ, предназначенные для сбора, передачи, хранения, накопления, обработки, анализа, отображения, документирования и распространения данных о потребленной электроэнергии и мощности.

Примечание – К средствам учета электроэнергии относятся устройства сбора и передачи данных, контроллеры, сумматоры, каналобразующая аппаратура и компьютеры со специализированным программным обеспечением.

**3.28 субъекты учета:** Юридические и физические лица, индивидуальные предприниматели, имеющие объекты учета.

**3.29 субъект энергосистемы:** Административная единица энергосистемы, отвечающая за деятельность территориально или функционально выделенных организационно-структурных элементов энергосистемы [2].

Примечание – К субъектам энергосистемы, в частности, относятся электростанции, котельные, теплосети, районы электрических сетей (РЭС), филиалы электрических сетей (ФЭС), областные энергосистемы (РУП-облэнерго).

**3.30 тарифы на электрическую энергию (мощность):** Системы ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) при ее покупке и (или) продаже [2].

**3.31 технический (контрольный) учет электроэнергии:** Учет вырабатываемой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электроэнергии субъектами энергосистемы и потребителями для контроля и технических целей.

**3.32 точка измерения электроэнергии:** Физическая точка электроустановки, в которой производится прямое измерение величины и направления тока, напряжения и которая совпадает с точкой подключения трансформатора тока и (или) электросчетчика.

**3.33 точка учета электроэнергии:** Точка линии электропередачи, выбранная для технического или расчетного учета (точка учета может как совпадать, так и не совпадать с точкой измерения, а значения энергии в точке измерения и точке учета могут отличаться на величину расхода электроэнергии на технологические нужды в линии между этими двумя точками) [2].

**3.34 усредненная мощность электроэнергии:** Количество электроэнергии в единицу времени или отношение количества электроэнергии, прошедшее через точку ее измерения в электрической цепи, к временному интервалу измерения этого количества.

**3.35 устройство сбора и передачи данных; УСПД:** Специализированное средство группового учета электроэнергии, используемое в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии на среднем уровне для автоматического, с программируемой периодичностью запроса и приема данных приборного учета (нижнего уровня автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии) от группы подключенных к нему по цифровым интерфейсам счетчиков, хранения, накопления и (или) обработки этих данных учета, передачи их по каналу связи на уровень вторичных универсальных средств приборного учета (верхний уровень автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии), в центры сбора и обработки данных в соответствии с проектами конкретных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии, а также передачи в обратном направлении служебных и (или) иных данных (в частности сигналов синхронизации часов электронных счетчиков).

Примечание – УСПД подразделяются в зависимости от выполняемых ими преобразований на два вида: с групповой обработкой результатов измерений и без групповой обработки.

**3.36 центр сбора и обработки данных; ЦСОД:** Центр, оснащенный программно-техническими средствами и предназначенный для сбора и обработки данных в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии с уровней объектов и субъектов учета.

**3.37 цифровой интерфейс:** Интерфейс с цифровой, в виде чисел, передачей данных [3].

Примечание – Интерфейс – система технических средств и правил для унифицированного физического и информационного сопряжения и взаимодействия компонентов систем (программ и оборудования).

**3.38 числовое значение физической величины; числовое значение величины; числовое значение:** Отвлеченное число, входящее в значение величины.

**3.39 электромеханический счетчик:** Счетчик с электромеханическим принципом измерения и отображения данных учета.

**3.40 электронный счетчик:** Счетчик электроэнергии с электронной схемой измерения и отображения данных измерения и времени.

Примечания

1 Электронный счетчик является средством измерений, так как реализует операции измерения электроэнергии (мощности) и времени.

2 Электронный счетчик может представлять результаты измерений как в цифровом виде (с передачей их из своей цифровой базы данных по цифровым интерфейсам или на цифровое табло), так и в нецифровом виде (например, с передачей их по телеметрическим выходам в числоимпульсном виде).

**3.41 энергосистема:** Территориально распределенная система энергообъектов и административных структур, связанных общностью режима функционирования и управления в процессе технологического оборота электроэнергии, включая поставку электрической и сопутствующей тепловой энергии потребителям [2].

**3.42 энергоснабжающая организация:** Поставщик, оказывающий услуги по поставке электрической энергии (мощности) потребителям, электрические сети которых непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации [2].

#### **4 Обозначения и сокращения**

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;  
АС – автоматизированная система;  
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;  
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;  
БД – база данных;  
ГИС – гибкая измерительная система;  
ЗИП – запасной инвентарь и принадлежности;  
ИБП – источник бесперебойного питания;  
ИК – измерительный канал;  
ИО – информационное обеспечение;  
ИС – измерительная система;  
КВС – корпоративная вычислительная сеть;  
КС – канал связи;  
ЛВС – локальная вычислительная сеть;  
ЛО – лингвистическое обеспечение;  
МА – метрологическая аттестация средств измерений;  
МО – математическое обеспечение;  
НМХ – нормируемые метрологические характеристики;  
ПК – персональный компьютер;  
ПО – программное обеспечение;  
РУП-облэнерго – областная энергосистема;  
РЭС – район электрических сетей;  
СУБД – система управления базой данных;  
ТЗ – техническое задание;  
ТН – измерительный трансформатор напряжения;  
ТТ – измерительный трансформатор тока;  
УКПКЭ – устройство контроля показателей качества электроэнергии;  
УСПД – устройство сбора и передачи данных;  
ФЭС – филиал электрических сетей;  
ЦСОД – центр сбора и обработки данных;  
ЧРИ – числовое значение результата измерения;  
ЭО – энергоснабжающая организация.

#### **5 Основные положения**

**5.1** В настоящем разделе установлены требования по организации и построению АСКУЭ, отвечающие требованиям [2].

**5.2** В зависимости от существующих расчетного (коммерческого) и технического (контрольного) учета электроэнергии, АСКУЭ соответственно должны подразделяться на расчетные и технические АСКУЭ.

**5.3** Расчетные АСКУЭ могут дополняться техническими АСКУЭ, обеспечивающими более детальный учет электроэнергии и мощности по элементам и структурам объекта или субъекта учета с целью выявления и анализа всех непроизводительных потерь при производстве и потреблении электроэнергии.

**5.4** Внедрение АСКУЭ должно проводиться только на основе согласованных и утвержденных в установленном порядке проектов согласно [4].

#### **6 Технические требования**

##### **6.1 Требования к структуре и составу оборудования**

**6.1.1** АСКУЭ представляют собой АС, состоящие из функционально связанных измерительного компонента АС в совокупности средств измерений и компонента АС сбора и обработки данных в совокупности средств учета электроэнергии.

Структура типовой АСКУЭ приведена в приложении А.

**6.1.2** Средства измерений предназначены для формирования ЧРИ электроэнергии, электрической мощности, показателей контроля качества электроэнергии, служебной информации для АСКУЭ и должны образовывать совокупность ИК в составе АСКУЭ.

**6.1.3** ИК формируют нижний уровень АСКУЭ и должны включать электронные счетчики электроэнергии и мощности с цифровым интерфейсом (далее – электронные счетчики) или УКПКЭ, ТТ, ТН с их первичными цепями и соединительными линиями от клемм вторичных цепей трансформаторов до клемм цепей питания измерительных элементов счетчиков и УКПКЭ.

Возможные структуры ИК АСКУЭ приведены в приложении Б и в зависимости от состава оборудования подразделяются на:

- ИК1 – с непосредственным включением электронного счетчика по току и напряжению;
- ИК2 – с непосредственным включением электронного счетчика по напряжению и трансформаторным включением по току;
- ИК3 – с трансформаторным включением электронного счетчика по току и напряжению;
- ИК4 – с непосредственным включением УКПКЭ по току и напряжению;
- ИК5 – с трансформаторным включением УКПКЭ по напряжению;
- ИК6 – с трансформаторным включением УКПКЭ по току и напряжению.

Для ИК технических АСКУЭ допускается использование телеметрического (импульсного) выхода электронных счетчиков или электромеханических счетчиков со встроенным телеметрическим (импульсным) выходом.

**6.1.4** Средства учета электроэнергии из состава компонента АС сбора и обработки данных образуют средней и верхней уровни АСКУЭ и предназначены для хранения, обработки, передачи, анализа, отображения, распределения, документирования ЧРИ.

**6.1.5** В составе среднего уровня АСКУЭ должны использоваться УСПД со встроенным ПО, которые подразделяются на УСПД с функцией хранения ЧРИ и УСПД с дополнительной функцией по выполнению групповых вычислений.

**6.1.6** Верхний уровень АСКУЭ должен организовываться путем создания ЦСОД с использованием ПК, серверов сбора данных, серверов БД, средств организации ЛВС и (или) КВС и ПО, выполняющего преобразования ЧРИ.

**6.1.7** Структура построения ЦСОД в каждом конкретном случае определяется сложностью организационной структуры субъекта и объекта учета и может организовываться путем создания однопользовательских или многопользовательских ЦСОД на базе существующих или вновь создаваемых ЛВС или КВС.

**6.1.8** Связь между уровнями АСКУЭ должна осуществляться по проводным и (или) беспроводным КС, обеспечивающим сбор и обмен ЧРИ.

**6.1.9** Необходимость использования на среднем уровне УСПД определяется в каждом конкретном случае проектами АСКУЭ. Не требуется устанавливать УСПД и организовывать средний уровень АСКУЭ (вариант двухуровневой АСКУЭ) в том случае, если на объекте учета используется только один электронный счетчик электроэнергии, обеспечивающий функции УСПД по обмену информацией с верхним уровнем АСКУЭ, или функции УСПД по обмену ЧРИ обеспечиваются одним из группы электронных счетчиков.

**6.1.10** Допускается организация среднего уровня АСКУЭ с построением двух уровней УСПД по принципу «ведущий – ведомые» (вариант четырехуровневой АСКУЭ).

**6.1.11** В целях недопущения снижения надежности расчетной АСКУЭ при гальваническом подключении к ней средств технической АСКУЭ они должны иметь отдельные ИК и УСПД, а также независимые, гальванически развязанные КС для подключения к средствам учета верхнего уровня.

**6.1.12** В АСКУЭ допускается возможность передачи ряда ЧРИ (мгновенных значений, усредненной мощности, некоторых показателей качества электроэнергии и других) в системы оперативно-диспетчерского управления.

Периодичность и объемы передаваемых ЧРИ должны определяться на этапе разработки проектов АСКУЭ.

**6.1.13** Допускается возможность передачи ЧРИ АСКУЭ в существующие автоматизированные системы управления предприятиями. Эта возможность должна быть проработана на этапе разработки проектов АСКУЭ.

## **6.2 Требования к средствам измерения измерительного компонента автоматизированной системы**

### **6.2.1 Требования к измерительным трансформаторам тока**

**6.2.1.1** ТТ следует применять в сетях напряжением 0,4 кВ и выше в тех случаях, когда измеряемый ток превышает номинальный (или максимальный) ток средства измерений. Для питания токовых измерительных элементов электронных счетчиков допускается применять как однофазные, так и трехфазные ТТ (аналоговые или цифровые).

**6.2.1.2** Применяемые измерительные ТТ по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746.

**6.2.1.3** Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей ТТ не должна превышать мощность номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов. Измерения мощности вторичных нагрузок ТТ должны производиться соответствующими службами ЭО или потребителя с предоставлением данных измерений в энергосбытовые подразделения ЭО.

**6.2.1.4** Выбор ТТ по номинальной величине тока во вторичной цепи должен определяться номинальными токами счетчиков (и других измерительных приборов), подключаемых к этим цепям, и устанавливается равным 5, 2 или 1 А. К ТТ могут подключаться средства измерений со вторичным номинальным током, меньшим, чем вторичный номинальный ток ТТ, если при максимальном первичном токе в точке учета не будет превышен максимальный допустимый ток средств измерений.

**6.2.1.5** ТТ для расчетного учета на линиях напряжением 35 кВ и выше должны иметь класс точности 0,2S. Для линий электропередачи более низкого напряжения ТТ должны иметь класс точности не ниже 0,5S. Каждый электронный счетчик должен подключаться к отдельной вторичной измерительной обмотке ТТ.

**6.2.1.6** Подключение ко вторичной обмотке ТТ, к которой присоединена последовательная цепь электронного счетчика, каких-либо других измерительных приборов, а также средств релейной защиты и автоматики запрещается.

Использование вторичных обмоток релейной защиты ТТ для подключения электронных счетчиков не разрешается. По согласованию сторон при использовании основного и дублирующего электронных счетчиков на номинальный ток 1 А допускается их последовательное включение в одну вторичную измерительную обмотку ТТ.

**6.2.1.7** Вторичные цепи ТТ должны позволять производить опломбирование токовых клемм и допускать подключение электронных счетчиков через специальные зажимы (испытательные колодки), обеспечивающие безопасное отключение цепей тока при замене и обслуживании средств учета электроэнергии, а также их опломбирование.

**6.2.1.8** Эксплуатационная документация на ТТ должна быть выполнена на одном из государственных языков Республики Беларусь и иметь сведения о зависимости погрешностей трансформаторов от следующих основных влияющих факторов – первичного тока, сопротивления (мощности) вторичной нагрузки, частоты сети, температуры окружающей среды.

**6.2.1.9** Для конкретных АСКУЭ требования к использованию ТТ и его характеристикам должны задаваться в технических условиях, задании на проектирование АСКУЭ, в проектах и быть согласованы с ЭО.

### **6.2.2 Требования к измерительным трансформаторам напряжения**

**6.2.2.1** ТН следует применять в сетях переменного тока напряжением свыше 0,4 кВ. Для питания цепей напряжения измерительных элементов электронных счетчиков должны применяться трехфазные ТН или однофазные ТН (аналоговые или цифровые), устанавливаемые в каждой из трех фаз.

**6.2.2.2** Применяемые ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983.

**6.2.2.3** ТН, устанавливаемые в точках учета на линиях высокого и сверхвысокого напряжения (свыше 110 кВ), должны иметь класс точности 0,2, а на линиях среднего напряжения (свыше 6 кВ) – класс точности не ниже 0,5.

**6.2.2.4** Выбор ТН по номинальной величине напряжения во вторичной цепи должен определяться соответственно номинальными напряжениями электронных счетчиков (и других измерительных приборов), подключаемых к этим цепям. Для ТН номинал вторичной цепи устанавливается равным 100 В (для трехпроводного подключения) или 57,7 В (для четырехпроводного подключения).

**6.2.2.5** Сечение и длина соединительных проводов во вторичных цепях напряжения для ТН расчетного учета должны быть таковыми, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,2 % от вторичного номинального напряжения ТН.

Проектная документация должна содержать расчеты вторичных нагрузок и падений напряжения во вторичных цепях, гарантирующих соблюдение вышеуказанных требований.

**6.2.2.6** Потери напряжения во вторичных цепях для ТН технического учета должны составлять не более 0,25 % от вторичного номинального напряжения ТН (замеры потерь производятся при сдаче АСКУЭ в эксплуатацию и при замене ТН).

Измерения потерь напряжения во вторичных цепях ТН расчетного учета должны производиться соответствующими службами ЭО или потребителя электроэнергии с предоставлением данных измерений в энергосбытовые подразделения ЭО.

**6.2.2.7** ТН всех уровней напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения ТН для расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования.

**6.2.2.8** При наличии на объекте учета нескольких систем шин и присоединении каждого ТН только к своей системе шин должно быть предусмотрено устройство для переключения цепей счетчиков каждого присоединения на ТН соответствующей системы шин.

**6.2.2.9** Эксплуатационная документация на ТН должна быть выполнена на одном из государственных языков Республики Беларусь и иметь сведения о зависимости погрешностей трансформаторов от следующих основных влияющих факторов – напряжения первичной сети, сопротивления (мощности) вторичной нагрузки, частоты сети, температуры окружающей среды.

**6.2.2.10** Для конкретных АСКУЭ требования к использованию ТН и его характеристикам должны задаваться в технических условиях, задании на проектирование АСКУЭ, в проектах и согласованы с ЭО.

### **6.2.3 Требования к счетчикам электроэнергии**

**6.2.3.1** В расчетных АСКУЭ для трехфазных трех- и четырехпроводных сетей переменного тока должны использоваться трехэлементные трехфазные электронные счетчики.

Допускается применение в технических АСКУЭ в трехпроводных сетях напряжением 6 – 35 кВ двухэлементных трехфазных электронных счетчиков.

Для расчетного и технического учета в однофазных двухпроводных сетях должны использоваться однофазные электронные счетчики электроэнергии.

**6.2.3.2** В АСКУЭ с применением ТТ и (или) ТН должны использоваться электронные счетчики трансформаторного включения по току и (или) напряжению, подключаемые входными цепями своих измерительных элементов к вторичным цепям соответствующих трансформаторов.

**6.2.3.3** Технические параметры и метрологические характеристики электронных счетчиков должны соответствовать в зависимости от выбранного класса точности требованиям по СТБ ГОСТ Р 52323, СТБ ГОСТ Р 52322 в части учета активной электроэнергии и по СТБ ГОСТ Р 52425 в части учета реактивной электроэнергии.

**6.2.3.4** Для электронных счетчиков трансформаторного включения допускается ведение учета электроэнергии и мощности как с автоматической встроенной коррекцией их показаний по номинальным коэффициентам трансформации ТТ и (или) ТН, к которым подключены эти счетчики, так и без учета этих коэффициентов (в последнем случае показания счетчиков должны корректироваться по коэффициентам трансформации на уровне УСПД или ПК верхнего уровня АСКУЭ).

Для электронных счетчиков трансформаторного включения допускается автоматическая коррекция их показаний по реальным коэффициентам трансформации измерительных трансформаторов.

**6.2.3.5** В точках расчетного учета в однофазных и трехфазных сетях напряжением 0,4 кВ с максимальными первичными токами до 80 А должны устанавливаться расчетные электронные счетчики непосредственного включения по току и напряжению соответствующих номиналов.

**6.2.3.6** Электронные счетчики должны иметь потребляемую мощность по каждой цепи напряжения не более 2 Вт по активной энергии или 4 В·А по полной энергии.

Для электронных счетчиков непосредственного включения по току с встроенными источниками питания емкостного типа допускается иметь полную потребляемую мощность по каждой цепи напряжения до 9 В·А.

Для электронных счетчиков, включающих встроенные модемные блоки, допускается потребляемая мощность не более 3 Вт по активной и 6 В·А по полной энергии для каждой цепи напряжения.

**6.2.3.7** Учет активной и реактивной электроэнергии и (или) мощности должен производиться в рамках АСКУЭ объектов за счет установки в точках учета электронных счетчиков совместного учета активной и реактивной энергии и (или) мощности с учетом в случае необходимости прямого и обратного потоков энергии.

**6.2.3.8** Для точек учета трехфазной сети, в которых необходимо измерять параметры сети и качество электроэнергии, допускается по согласованию с ЭО применять электронные счетчики, которые должны обеспечивать одновременно учет этих параметров по ГОСТ 13109 (по набору параметров сети и показателей качества электроэнергии).

**6.2.3.9** Для точек измерения трехфазной сети, в которых необходимо учитывать, помимо электроэнергии и мощности, потери в линии на ее активном сопротивлении до точки учета, необходимо использовать электронные счетчики с автоматическим расчетом потерь и коррекцией ЧРИ.

**6.2.3.10** В расчетных АСКУЭ необходимо использовать электронные счетчики активной электроэнергии класса точности не ниже 0,5S, а реактивной – на класс ниже.

**6.2.3.11** В технических АСКУЭ необходимо использовать электронные счетчики активной электроэнергии класса точности не ниже 1,0, а реактивной – на класс ниже.

**6.2.3.12** На линиях электропередачи напряжением выше 110 кВ должны устанавливаться два рабочих электронных счетчика: основной и дублирующий (электронный счетчик-дублер) одного класса точности. Типы основного и дублирующего электронных счетчиков должны быть согласованы.

**6.2.3.13** Конструкторская документация (паспорт, руководство по эксплуатации, технические условия и т. д.) на электронные счетчики должна быть выполнена на одном из государственных языков Республики Беларусь.

**6.2.3.14** Конкретные требования к применяемым типам электронных счетчиков электрической энергии зависят от характеристик объектов и их точек учета электроэнергии и определяются техническими условиями ЭО и проектами АСКУЭ.

#### **6.2.4 Требования к устройствам контроля показателей качества электроэнергии**

**6.2.4.1** Применение специализированных устройств для контроля показателей качества электроэнергии должно определяться техническими условиями ЭО, и места их установки на секциях шин объектов учета должны определяться проектами АСКУЭ.

**6.2.4.2** УКПКЭ должны производить мониторинг (непрерывный контроль) электрической сети, измерение показателей качества электрической энергии и производить оценку соответствия показателей установленным нормам в соответствии с ГОСТ 13109, ТКП 183.1 и ТКП 183.2 согласно заданной длительности интервала времени оценки.

### **6.3 Требования к средствам учета компонента автоматизированной системы сбора и обработки данных**

#### **6.3.1 Требования к устройствам сбора и передачи данных**

**6.3.1.1** УСПД рекомендуется реализовывать на базе промышленных контроллеров, сумматоров и т. д.

**6.3.1.2** С заданной программируемой периодичностью и допустимой задержкой УСПД должны обеспечивать автоматический сбор ЧРИ от группы подключенных к ним электронных счетчиков и длительное их хранение по каждому электронному счетчику и (или) суммарно по их группе в соответствующей встроенной БД УСПД, а также обмен служебными данными в АСКУЭ.

Допускается для УСПД технического учета сбор результатов измерений от счетчиков электроэнергии производить по интерфейсам, отличным от цифровых (в частности, с телеметрических выходов электронных счетчиков).

**6.3.1.3** УСПД должны содержать как минимум два независимых цифровых интерфейса: один интерфейс нижнего уровня для сбора ЧРИ с электронных счетчиков, а верхнего уровня для передачи ЧРИ на ЦСОД АСКУЭ.

**6.3.1.4** Для локального доступа к параметрам УСПД и получения ЧРИ рекомендуется использовать встроенную или выносную клавиатуру, переносной или карманный компьютер, подключаемые к УСПД через разъем цифрового интерфейса, оптический или иной порт.

**6.3.1.5** Допускается подключать к одному УСПД по цифровым интерфейсам электронные счетчики с различными интерфейсами и протоколами обмена данными от различных изготовителей.

**6.3.1.6** Допускается использование в УСПД режима транзитного обращения с верхнего уровня системы учета к БД электронных счетчиков, подключенных к УСПД, в качестве дополнительного, минуса БД УСПД.

**6.3.1.7** УСПД должны быть устойчивы к отсутствию связи с подключенными к ним электронными счетчиками и автоматически обеспечивать восстановление полноты и достоверности своих БД при восстановлении связи.

**6.3.1.8** УСПД должны быть устойчивы к отсутствию собственного электропитания и автоматически обеспечивать восстановление полноты и достоверности своих БД при восстановлении электропитания.

**6.3.1.9** УСПД должны иметь аппаратно-программные средства для самовосстановления после сбоев и «зависания» встроенного ПО.

**6.3.1.10** Питание УСПД на объекте учета должно производиться от сети переменного тока напряжением 220 В от двух фидеров с автоматическим переходом с одного питающего фидера на другой в случае отсутствия сетевого питания на основном или резервном фидере.

В случае отсутствия сетевого питания на двух фидерах должно быть предусмотрено временное резервное подключение к УСПД источника постоянного напряжения или другого резервного источника для обеспечения штатной работы УСПД до восстановления сетевого питания.

**6.3.1.11** УСПД должны иметь встроенные средства индикации своих состояний (например, время включения и отключения основного и резервного питания).

**6.3.1.12** Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции.

**6.3.1.13** Целесообразность применения УСПД в АСКУЭ определяется особенностями объектов и субъектов учета и должны задаваться в технических условиях, задании на проектирование АСКУЭ, в проектах и согласованы с ЭО.

### **6.3.2 Требования к оборудованию верхнего уровня**

ЦСОД субъектов и объектов учета в общем случае должны оснащаться: серверами БД, серверами сбора данных, серверами приложений (далее – WEB-сервер) и необходимым количеством АРМ пользователей на базе стационарных ПК, переносными АРМ, сетевым оборудованием, средствами связи, средствами гарантированного электропитания.

Структуры ЦСОД и количество и номенклатура АРМ пользователей должны определяться на этапе проектирования АСКУЭ с учетом организационно-производственной структуры объектов или субъектов учета.

### **6.3.3 Требования к каналам связи**

**6.3.3.1** Связь между уровнями АСКУЭ должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим дистанционный сбор и обмен ЧРИ по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос – ответ». Передачу ЧРИ с нижнего уровня АСКУЭ на верхний следует производить по запросу этих ЧРИ с верхнего уровня (с компьютера, с УСПД).

**6.3.3.2** Техническая реализация каналов связи в АСКУЭ и используемые протоколы передачи ЧРИ должны обеспечивать минимальные задержки при их передаче с нижнего уровня на верхний с минимальной временной задержкой, не превышающей 50 % от интервала автоматического сбора ЧРИ.

Цикл опроса считается законченным, когда ЧРИ всех средств измерений помещаются в БД ЦСОД.

**6.3.3.3** Передача ЧРИ с нижнего уровня АСКУЭ на ЦСОД допускается только с СИ измерительного компонента АС и (или) средств учета электроэнергии компонента АС сбора и обработки данных – УСПД.

**6.3.3.4** Связь между средним уровнем АСКУЭ и ЦСОД должна строиться на основе быстродействующих каналов связи, включая выделенные собственные и арендуемые проводные каналы, волоконно-оптические и радиоканалы.

Для обеспечения надежной связи между средним уровнем АСКУЭ и ЦСОД рекомендуется использовать не менее двух каналов связи: основного и резервного.

**6.3.3.5** Рекомендуется использовать УСПД, содержащие несколько цифровых интерфейсов нижнего уровня АСКУЭ для подключения электронных счетчиков и два или более интерфейса верхнего уровня для передачи ЧРИ на верхние уровни разных систем учета или одной системы учета, но по различным каналам связи (основному и резервному).

**6.3.3.6** Для обеспечения связи между средним уровнем АСКУЭ и ЦСОД рекомендуется использовать:

- локальную сеть Ethernet (проводная, оптическая, радио-Ethernet);
- выделенные или коммутируемые телефонные линии связи (модемы);
- систему связи регионального сотового оператора (GSM-GPRS);
- радиоканалы.

Определение типов каналов связи в качестве основного и резервного должно производиться на этапе разработки проекта АСКУЭ, исходя из цикла опроса и количества установленных на объекте электронных счетчиков.

**6.3.3.7** Доступ ЦСОД к ЧРИ в УСПД допускается производить по интранет-технологиям с использованием пространства интернет-адресов (IP-адресов).

**6.3.3.8** Для передачи ЧРИ от АСКУЭ в ЭО рекомендуется использовать:

- выделенные или коммутируемые телефонные линии связи (модемы);
- систему связи регионального сотового оператора (GSM-GPRS);
- радиоканалы.

Тип канала связи определяет ЭО.

**6.3.3.9** Для сбора данных от электронных счетчиков в АСКУЭ на уровень УСПД рекомендуется использовать:

- проводные каналы на основе экранированного кабеля (витая пара, коаксиальный кабель);
- систему связи регионального сотового оператора (GSM-GPRS);
- радиоканалы;
- каналы связи на основе внутридомовой электропроводки напряжением 0,4 кВ.

**6.3.3.10** Детальные требования к средствам связи АСКУЭ должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных АСКУЭ.

#### **6.4 Требования к режимам функционирования**

**6.4.1** АСКУЭ должна обеспечивать возможность автоматического дистанционного сбора ЧРИ со своих средств измерений измерительного компонента АС и (или) средств учета электроэнергии компонента АС сбора и обработки данных как согласно заданному регламенту опроса (по меткам времени), так и по регламентируемым событиям. Кроме автоматического сбора ЧРИ, АСКУЭ также должна обеспечивать их сбор по отдельным разовым запросам к любому средству измерений нижнего уровня с указанием конкретного типа запрашиваемых ЧРИ.

**6.4.2** При реализации дистанционного сбора ЧРИ необходимо обеспечить возможность общего (ко всем средствам измерений нижнего уровня) и индивидуального (к средству измерений нижнего уровня) доступа.

**6.4.3** Допускается инициативная передача ЧРИ с нижнего уровня АСКУЭ на верхний без запроса с этого уровня. Такой режим разрешается для передачи диагностической информации о нештатных состояниях средств измерения нижнего уровня:

- при появлении внутренней ошибки в электронном счетчике или УСПД, при выходе контролируемого параметра за разрешенные пределы;
- при отсутствии питания;
- при фиксации соответствующими датчиками электронных счетчиков или УСПД несанкционированного вмешательства в работу средств измерений.

Использование в АСКУЭ этого режима передачи должно устанавливаться техническими условиями или заданием на проектирование конкретной АСКУЭ.

**6.4.4** Допускается использование сбора ЧРИ в АСКУЭ с помощью переносных устройств сбора данных (пульт, портативный компьютер и др.) с интеграцией их на верхнем уровне.

**6.4.5** АСКУЭ должна обеспечивать возможность автоматической дистанционной передачи ЧРИ со своих средств измерений измерительного компонента АС и (или) средств учета электроэнергии компонента АС сбора и обработки данных всем заинтересованным сторонам, участвующим в коммерческом и (или) технологическом обороте электроэнергии по субъекту (объекту) учета.

#### **6.5 Требования к функциям системы**

##### **6.5.1 Требования к функциям счетчиков электроэнергии**

**6.5.1.1** Однофазные и трехфазные электронные счетчики должны позволять вести измерение количества электроэнергии и мощности по каждому каналу учета не менее чем по 4 тарифам, 8 тарифным зонам, 12 сезонам с отдельной установкой тарифов по рабочим и выходным (праздничным дням).

**6.5.1.2** Электронные счетчики должны обеспечивать измерение приращения электроэнергии и усредненной мощности за заданные временные интервалы (интервал рекомендуется выбирать из множества 1, 3, 15, 30 и 60 мин).

**6.5.1.3** Рекомендуется использовать в электронных счетчиках накопление мощностей (профилей нагрузки) одновременно по двум интервалам усреднения: короткому (1 или 3 мин) и длинному (15, 30 или 60 мин), а ретроспективу хранения мощностей по каждому каналу учета выбирать соответственно 3 сут (при 3-минутном усреднении) и 60 сут (при 30-минутном усреднении).

**6.5.1.4** Однофазные и трехфазные электронные счетчики должны обеспечивать хранение значений общего (с момента установки электронного счетчика) и тарифного по зонам потребления электроэнергии не менее чем за 13 последних месяцев (включая текущий месяц): суммарно и с нарастающим итогом в отдельности по каждому месяцу и каналу учета.

**6.5.1.5** Трехфазные электронные счетчики должны обеспечивать хранение значений максимальной мощности в часы пик (отдельно по утреннему и вечернему пикам) не менее чем за 13 месяцев (включая текущий месяц) в отдельности по каждому месяцу и каналу учета.

**6.5.1.6** Электронные счетчики должны обеспечивать реализацию эффективной автоматической системы функциональной самодиагностики, позволяющей выявлять и фиксировать программно-аппаратные отказы и сбои в его работе и его питающих цепях.

**6.5.1.7** Все однофазные и трехфазные электронные счетчики должны обеспечивать возможность производить автоматический переход на летнее/зимнее время.

**6.5.1.8** Электронные счетчики расчетного многотарифного учета должны обеспечивать в течение своего срока службы реализацию любого действующего тарифа путем перепрограммирования.

**6.5.1.9** Однофазные и трехфазные электронные счетчики должны обеспечивать ведение текущего времени своих часов и календаря, а также сохранение БД ЧРИ в своей энергонезависимой памяти при отсутствии сетевого питания в течение не менее чем 36 мес.

Срок службы встроенного аккумулятора (или батареи) для энергонезависимой памяти и часов электронного счетчика должен быть не менее срока его межповерочного интервала. Замена аккумулятора должна производиться в процессе поверки электронного счетчика в лабораторных условиях. Допускается замена аккумулятора в процессе эксплуатации электронного счетчика по месту его установки.

**6.5.1.10** Трехфазные электронные счетчики, кроме применяемых в АСКУЭ бытовой и непромышленной сферы, должны позволять считывать ЧРИ при отсутствии сетевого питания за счет временно-подключения внешнего источника питания постоянного тока или иных внешних питающих цепей.

**6.5.1.11** Электронные счетчики должны обеспечивать автоматическое ведение журнала событий с фиксацией в нем определенной совокупности последних событий.

Количество и перечень заносимых событий в журнал определяются типом используемого электронного счетчика и как минимум должны содержать сведения по следующим событиям:

- включение (с указанием наименования и версии ПО);
- выключение;
- перезагрузка ПО;
- изменение параметров конфигурации;
- сброс журнала событий;
- коррекция времени;
- установка времени;
- переход на летнее и зимнее время;
- несанкционированный доступ;
- результат самодиагностики;
- включение и выключение фазы А, В, С;
- результат контроля чередования фаз;
- включение и выключение питания.

**6.5.1.12** Дополнительные требования к функциям электронных счетчиков должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных АСКУЭ.

## **6.5.2 Требования к функциям устройства сбора и передачи данных**

**6.5.2.1** Периодичность оперативного сбора данных для УСПД рекомендуется выбирать из ряда 1, 3, 15, 30 или 60 мин.

**6.5.2.2** УСПД должны иметь средства автоматической самодиагностики, обеспечивать автоматическое ведение журнала событий с фиксацией в нем определенной совокупности событий и как минимум должны содержать сведения по следующим событиям:

- включение (с указанием наименования и версии ПО);
- выключение;
- перезагрузка ПО;
- изменение параметров конфигурации;
- сброс журнала событий;
- коррекция времени;
- установка времени;
- переход на летнее и зимнее время;
- несанкционированный доступ;
- результат самодиагностики;
- отсутствие или восстановление доступа к электронному счетчику;
- отсутствие или восстановление данных от электронного счетчика;
- включение и выключение питания.

**6.5.2.3** УСПД должно обеспечивать возможность параметрирования с ПК через оптический порт или интерфейс.

Параметрирование УСПД под конкретную схему учета электроэнергии должно обеспечивать:

- задание простейшего алгоритма вычисления баланса электроэнергии;
- установку интервала опроса электронных счетчиков;
- установку текущих значений времени и даты;
- формирование групп учета (по необходимости).

**6.5.2.4** Более детальные требования к функциям УСПД должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных АСКУЭ.

### **6.5.3 Требования к функциям устройства контроля показателей качества электроэнергии**

**6.5.3.1** Длительность интервала времени для оценки соответствия показателей устанавливается равной 24 ч. При этом на ЦСОД АСКУЭ должна передаваться информация в соответствии с ТКП 183.1.

**6.5.3.2** Для анализа качества электрической энергии УКПКЭ должно обеспечивать хранение измеренных с установленной дискретностью значений показателей качества электроэнергии (основных и вспомогательных) с глубиной ретроспективы не менее 60 сут, а также по запросу ЦСОД АСКУЭ осуществлять передачу необходимых значений показателей за выбранный промежуток времени.

**6.5.3.3** Детальные требования к функциям УКПКЭ должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных АСКУЭ.

### **6.5.4 Требования к функциям оборудования верхнего уровня**

**6.5.4.1** Перечни собираемых и хранимых ЧРИ ЦСОД АСКУЭ должны определяться типами используемых электронных счетчиков и должны служить основой для выполнения следующего комплекса функций на АРМ пользователей:

- просмотра ЧРИ средств измерений в реальном времени;
- экспорта ЧРИ в различные форматы представления;
- сохранения ЧРИ в файлах различных форматов;
- отображения ЧРИ в виде таблиц параметров (групповых параметров), гистограмм, динамических графиков;
- печати ЧРИ в виде таблиц, графиков, гистограмм;
- проверки полноты архивных ЧРИ;
- просмотра событий и сообщений;
- конфигурирования АСКУЭ;
- просмотра архивов ЧРИ;
- выборки, селекции, выполнения расчетных функций над массивами ЧРИ по присоединению, группе присоединений;
- рассылки ЧРИ зарегистрированным сторонним пользователям.

**6.5.4.2** Сервер сбора данных должен обеспечивать:

- сбор и архивирование ЧРИ;
- оперативный просмотр ЧРИ средств измерений, событий и сообщений;
- ручное архивирование ЧРИ;
- конфигурацию параметров связи;
- отслеживание однородности и корректности архивов в БД;
- отслеживание пользовательских прав доступа к ЧРИ в АСКУЭ.

**6.5.4.3** Детальные требования к функциям оборудования ЦСОД АСКУЭ должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных АСКУЭ.

## **6.6 Требования к способу выражения погрешности измерительных каналов**

Требования к способам выражения погрешности ИК для расчетных АСКУЭ устанавливаются в соответствии с действующими ТНПА. Конкретные значения погрешности ИК определяются по согласованию с заказчиком.

## **6.7 Требования к точности вычислений**

**6.7.1** УСПД с функциями выполнения вычислений, производимых над ЧРИ, должны иметь точность обработки и их хранения не менее 0,01 %, использовать алгоритмы симметричного округления результатов вычислений и не допускать накопления погрешности в процессе выполнения арифметических операций любой последовательности и длины над исходными ЧРИ фиксированной точности.

**6.7.2** УСПД без функций выполнения вычислений должны иметь разрядную сетку для хранения ЧРИ, не уменьшающих их точность.

## 6.8 Требования к точности представления результатов измерений

**6.8.1** Электронные счетчики с отображением ЧРИ по электроэнергии на своих встроенных табло в виде чисел с фиксированной запятой в принятой системе единиц измерения (как правило, в киловатт-часах) должны иметь после запятой значащие цифры в количестве:

- для счетчиков класса 1 – не менее трех;
- для счетчиков классов 0,5S или 0,2S – не менее четырех.

**6.8.2** Общее количество цифр на табло до запятой должно соответствовать максимальному значению электроэнергии, которое счетчик может зарегистрировать в результате измерения энергии и накопления ее значений за длительный интервал времени.

**6.8.3** Для электронных счетчиков с отображением ЧРИ по электроэнергии на своих встроенных табло в виде чисел с плавающей запятой в принятой системе единиц измерения: нормализованная мантисса на табло должна содержать четыре десятичные значащие цифры, а количество цифр порядка числа должно соответствовать максимальному значению электроэнергии, которое счетчик может зарегистрировать в результате измерения энергии и накопления ее значений за длительный интервал времени.

**6.8.4** Разрядность представления ЧРИ на средствах отображения должна быть не менее разрядности отображения ЧРИ на табло электронных счетчиков.

## 6.9 Требования к интерфейсам обмена

**6.9.1** Для обеспечения дистанционной передачи всех ЧРИ и сервисных данных электронные счетчики в АСКУЭ должны иметь цифровые интерфейсы (типа RS-485, RS-232, Ethernet, ИРПС или др.), а также числоимпульсный интерфейс для поверки счетчиков. Для настройки и параметризации электронные счетчики должны иметь оптический или иной порт негальванического подключения, а также допускается использование кнопочных устройств, расположенных на их лицевой панели.

**6.9.2** УСПД должны иметь возможность сбора ЧРИ с электронных счетчиков и объединения в сеть с другими УСПД по цифровому интерфейсу RS-485, RS-232, ИРПС, и др. Рекомендуется иметь возможность выхода в локальную сеть Ethernet и иметь программируемый IP-адрес.

УСПД должно обеспечивать возможность параметрирования с ПК через оптический порт или интерфейс.

**6.9.3** Интерфейсы обмена ЧРИ в реальном времени между компонентами системы определяются при разработке АСКУЭ.

## 6.10 Требования к протоколам обмена

**6.10.1** Электронные счетчики должны иметь открытые стандартные (или фирменные) протоколы обмена ЧРИ по всем своим цифровым интерфейсам. Они должны быть полными и непротиворечивыми, позволяющими специалистам реализовать эти протоколы, сопровождаться текстовым описанием на одном из государственных языков Республики Беларусь.

**6.10.2** Протоколы обмена должны быть представлены при заявлении электронного счетчика на сертификацию и внесение в Государственный реестр измерительных приборов. Представление протокола является актом, разрешающим его свободное использование на территории Республики Беларусь в целях создания АСКУЭ на объектах электроэнергетики и потребителей.

**6.10.3** Протоколы электронных счетчиков одного и того же типа, но разных версий и разных лет выпуска должны быть совместимы снизу вверх, т. е. более поздняя версия протокола (и программа, его поддерживающая) должна быть работоспособна с электронными счетчиками более ранних выпусков.

**6.10.4** В качестве протокола связи УСПД с верхним уровнем АСКУЭ потребителей электроэнергии рекомендуется использовать унифицированный отраслевой протокол. В остальных случаях протокол передачи данных на верхний уровень ЭО согласовывается с заинтересованной стороной.

**6.10.5** Передача данных учета из БД электронных счетчиков при транзитном запросе с верхнего уровня АСКУЭ допустима как в форматах их протоколов, так и в унифицированном протоколе УСПД.

**6.10.6** Протоколы обмена ЧРИ между компонентами АСКУЭ определяются при ее разработке.

## 6.11 Требования к синхронизации часов

**6.11.1** Все расчетные однофазные и трехфазные электронные счетчики должны иметь встроенный календарь и часы с точностью определения времени не более  $\pm 1$  с/сут при нормальных условиях и с возможностью дистанционной автоматической коррекции времени по сигналу точного времени, подаваемому на специальный вход счетчика, или по команде синхронизации, поступающей по циф-

ровому интерфейсу от средства учета электроэнергии верхнего уровня (УСПД, компьютера). Программно-аппаратная обработка сигнала синхронизации в электронных счетчиках должна иметь наивысший приоритет.

**6.11.2** Периодическая синхронизация часов электронных счетчиков при использовании цифрового интерфейса должна производиться специально предусмотренной для этого командой и при условии, что расхождение по определению времени между источником точного времени и часами электронного счетчика не превышает  $\pm 5$  с/сут. В случае большего расхождения определения времени должна использоваться команда по паролю, производящая установку нового времени на фиксированную величину (в большую или меньшую сторону относительно точного времени).

**6.11.3** Допустимая дистанционная суммарная коррекция часов электронного счетчика (без учета знака) этой командой в течение года не должна превышать 120 мин. При необходимости иной (с большим временным смещением) установки времени на часах электронного счетчика его следует полностью перепрограммировать. Контроль за дистанционной суммарной коррекцией часов электронных счетчиков и соответствующую регистрацию в журнале событий должны осуществлять все средства АСКУЭ, участвующие в коррекции или установке времени (электронный счетчик, УСПД, сервер).

**6.11.4** УСПД должны иметь встроенный календарь и часы с погрешностью суточного определения времени не более  $\pm 5$  с/сут в нормальных условиях и с возможностью дистанционной автоматической коррекции часов с верхнего уровня АСКУЭ или по сигналам приемника точного времени.

**6.11.5** УСПД должны обеспечить хранение времени встроенных часов и календаря, а также сохранность ЧРИ, хранимых в БД при отсутствии сетевого питания в течение не менее чем 13 месяцев.

**6.11.6** УСПД должны обеспечить возможность синхронизации часов всех подключенных к нему счетчиков командами синхронизации и установки времени по цифровому интерфейсу. Синхронизация часов счетчиков со стороны УСПД должна производиться не реже одного раза в сутки.

Для синхронизации рекомендуется использовать в УСПД два канала синхронизации: основной и резервный.

**6.11.7** Использование в качестве единственного синхронизатора времени для УСПД зарубежной спутниковой сети GPS запрещается.

**6.11.8** Программный комплекс АСКУЭ через заданные интервалы времени должен автоматически проверять время и дату устройств нижнего уровня систем учета и при необходимости осуществлять их коррекцию.

## **6.12 Требования к программному обеспечению**

### **6.12.1 Общие требования**

**6.12.1.1** ПО АСКУЭ должно распределяться в общем случае по трем уровням: СИ (электронные счетчики) измерительного компонента АС (нижний уровень АСКУЭ), средства учета электроэнергии УСПД компонента АС сбора и обработки данных (средний уровень АСКУЭ), компьютеры и компьютерные сети компонента АС сбора и обработки данных (верхний уровень АСКУЭ).

**6.12.1.2** ПО АСКУЭ должно быть достаточным для реализации всех функций, а также иметь средства для организации всех требуемых процессов обработки данных, позволяющие выполнять в реальной шкале времени все автоматизированные функции во всех регламентированных режимах функционирования системы. ПО должно представлять собой совокупность программных средств, обеспечивающих совместно с техническими средствами решение всех задач АСКУЭ.

**6.12.1.3** ПО АСКУЭ должно строиться с применением принципов структурного и модульного программирования. Каждая задача должна реализовываться в виде одного или нескольких модулей. Вносимые изменения в модуль не должны влиять на функции других модулей.

### **6.12.2 Требования к программному обеспечению средств измерений**

ПО электронных счетчиков и УКПКЭ должны обеспечивать выполнение ими всех предусмотренных функций.

### **6.12.3 Требования к программному обеспечению устройства сбора и передачи данных**

ПО УСПД должно обеспечивать выполнение всех предусмотренных функций и иметь свободно настраиваемую открытую модульную структуру и для обеспечения функционирования прикладного ПО должна быть использована стандартная сетевая операционная система (Windows, Solaris, Unix и др.).

**6.12.4 Требования к программному обеспечению верхнего уровня**

**6.12.4.1** ПО верхнего уровня АСКУЭ может устанавливаться на компьютер в локальной (доступной только по месту установки) или сетевой версии.

Выбор операционной системы и типа версии АСКУЭ для каждой конкретной системы учета должен производить ее заказчик или проектировщик по согласованию с заказчиком.

**6.12.4.2** В ПО верхнего уровня рекомендуется интегрировать одновременно функции расчетного и технического учета. Объединение нижних уровней систем учета этих двух типов должно производиться интерфейсом верхнего уровня с использованием отдельных каналов связи.

**6.12.4.3** ПО верхнего уровня АСКУЭ должно реализовывать функции сбора ЧРИ с ее нижних уровней (уровней электронных счетчиков и УСПД), накопления, хранения, обработки, отображения, документирования и распространения ЧРИ, синхронизации часов средств измерения и учета, а также других функций, зависящих от требований к конкретной АСКУЭ со стороны заказчика.

**6.12.4.4** ПО верхнего уровня АСКУЭ должно обеспечивать процедуры:

– гибкой настройки как по виду запрашиваемых и сохраняемых ЧРИ, так и по периоду и объему запросов;

– полного сбора ЧРИ по автоматическим и ручным запросам с использованием перезапросов, допросов и мажоритарного голосования для выбора правильных ЧРИ;

– контроля целостности и достоверности ЧРИ;

– автоматического архивирования ЧРИ в стандартных БД и т. д.

**6.12.4.5** Допускается совместная работа программного комплекса верхнего уровня АСКУЭ как с уникальной (фирменной), так и стандартными БД под соответствующими СУБД. Выбор БД и СУБД для каждой конкретной системы учета определяет ее заказчик.

Длительность хранения ЧРИ должна быть не менее 36 месяцев.

**6.12.4.6** Программный комплекс должен использовать единые классификаторы объектов БД, позволять фиксировать замену электронных счетчиков в точках учета, задавать режимы их опроса, обеспечивать корректность ЧРИ и параметров, считываемых с электронных счетчиков и помещаемых в БД, а также непрерывность и полноту ЧРИ.

**6.12.4.7** Должна быть обеспечена возможность просмотра БД по выбранным точкам учета, интервалам времени и типам ЧРИ, а также возможность установки для каждой точки учета при автоматическом опросе допустимого значения времени задержки ЧРИ, после превышения которого должно генерироваться аварийное сообщение.

**6.12.4.8** При невозможности дистанционного считывания ЧРИ с нижнего уровня АСКУЭ должна быть предусмотрена возможность альтернативного считывания и занесения данных в БД (например, с переносного средства учета). При плановых и аварийных заменах электронных счетчиков должна быть предусмотрена возможность санкционированной ручной коррекции БД с учетом времени отсутствия средства измерения в соответствующей точке учета.

**6.12.4.9** Программный комплекс должен фиксировать все события, искажающие функционирование системы (сбой связи, сбой операционной системы или прикладной программы, неисправность счетчика или УСПД и т. д.), оперативно выдавать соответствующую информацию администратору системы и генерировать суточные и месячные сводные отчеты об ошибках. Должна быть обеспечена возможность автоматической и ручной коррекции БД после сбоев.

**6.12.4.10** Программный комплекс должен обеспечивать регистрацию прав пользователей по уровням доступа, идентификацию и аудит всех их действий. В зависимости от уровня доступа пользователю должно представляться ограниченное по уровню доступа количество ЧРИ (пунктов меню, электронных счетчиков и т. д.).

**6.12.4.11** Общее ПО из состава программного комплекса должно обеспечивать разработку и надежное функционирование прикладного ПО в реальном времени на базе ПК и включать сетевую операционную систему и средства автоматизированной разработки и системной поддержки исполнения прикладного ПО (сервисное ПО).

**6.12.4.12** Сетевая операционная система должна обеспечивать выполнение функций по диспетчеризации процесса распределения и обработки ЧРИ в реальном времени, управлению вводом-выводом данных, обеспечению сетевой поддержки.

**6.12.4.13** Сервисное ПО должно представлять собой интегрированную систему программных продуктов, основанную на открытой компонентной технологии и содержащей две взаимосвязанные среды: среду разработки (конфигурирования) и среду исполнения – обеспечивать функционирование прикладного ПО на основе единой БД реального времени.

**6.12.4.14** Прикладное ПО верхнего уровня АСКУЭ определяется ее назначением и в общем случае должно обеспечивать решение следующего комплекса задач:

- коммерческих задач – задач для расчетов за расчетный период за отпущенную/потребленную энергию между субъектами рынка энергии;
- задач оперативного контроля энергии и мощности по точкам и объектам учета;
- балансных задач – задач расчетов оперативных балансов энергии и мощности по каждому объекту и субъекту учета;
- задач общих потерь – задач фактических балансных потерь электроэнергии и мощности по объектам и субъектам учета;
- задач технических потерь – задач для расчетов по электроэнергии фактических потерь в силовых трансформаторах и линиях электропередачи (технические потери составляют часть общих, но в частном случае могут совпасть с общими потерями);
- задач ограничения и регулирования – задач для системного ограничения потребления энергии и мощности и регулирования нагрузки потребителей-регуляторов;
- задач технического контроля – задач для контроля технического состояния средств АСКУЭ;
- прогнозных задач – задач для краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного прогнозирования выработки и потребления энергии по каждому объекту (субъекту) учета.

**6.12.4.15** Периодичность решения коммерческих задач должна определяться длительностью расчетного периода, зафиксированного в договоре электроснабжения, а также действующей тарифной системой с учетом зонных тарифов.

Рекомендуемая длительность периода решения коммерческих задач – 30 мин. В качестве данных для коммерческих расчетов должны использоваться данные суточных получасовых графиков нагрузки.

**6.12.4.16** Периодичность решения балансных задач должна определяться контрольным периодом, длительность которого выбирается индивидуально по каждому объекту и субъекту учета, исходя из возможностей используемых каналов связи и особенностей субъекта. Рекомендуется в штатном состоянии субъекта использовать контрольный период от 30 мин до 1 сут, а в особом состоянии субъекта (например, при системных ограничениях) – от 3 до 30 мин.

При решении балансных задач основной исходной информацией ЧРИ служат БД суточных получасовых или трехминутных графиков нагрузки по каждой точке коммерческого и технического учета, входящих в круг баланса, по каждому направлению учета как для активной, так и реактивной электроэнергии.

**6.12.4.17** Задачи общих и технических потерь должны решаться в рамках балансных задач, и основной исходной информацией ЧРИ при этом служат суточные получасовые графики нагрузки по каждой точке учета (коммерческого и технического учета), входящей в состав баланса, по каждому направлению учета как для активной, так и реактивной электроэнергии.

**6.12.4.18** Для решения задач ограничения и регулирования основной исходной информацией ЧРИ должны служить суточные получасовые или трехминутные графики нагрузки по каждой точке учета (коммерческого учета), подлежащей ограничению или регулированию, по каждому направлению учета как для активной, так и реактивной электроэнергии.

**6.12.4.19** Прогнозные задачи в составе АСКУЭ предназначены для определения краткосрочных (на период 30 – 60 мин), среднесрочных (на период 1 – 30 сут) и долгосрочных (на период до года) величин энергопотребления по группе или отдельным крупным потребителям энергии. Исходной информацией ЧРИ должны служить данные суточных (трехминутных и/или получасовых), месячных (посуточных) или годовых (помесячных) графиков нагрузки по подлежащему прогнозу потребителю (сумме точек его коммерческого учета) и каждому направлению учета, по активной и реактивной электроэнергии.

**6.12.4.20** Задачи технического контроля служат для выявления нарушения в работе программно-технических средств АСКУЭ на всех уровнях. Периодичность решения этих задач должна быть непрерывной при каждой операции сбора, обработки, отображения или документирования ЧРИ.

**6.12.4.21** Для решения вышеперечисленных задач в АСКУЭ должны быть предусмотрены функции общего характера: автоматический сбор, контроль достоверности и первичная обработка информации, контроль и сигнализация отклонений параметров функционирования системы, ведение архивов информации, формирование и документирование эксплуатационной и отчетной документации, сервисные функции.

**6.12.4.22** Другие детальные требования к программному комплексу верхнего уровня АСКУЭ определяются заказчиками конкретных АСКУЭ.

### 6.13 Требования к информационному обеспечению

**6.13.1** ИО должно обеспечивать на всех этапах существования АСКУЭ оперативное представление достоверной, актуальной и полной информации ЧРИ, необходимой различным категориям пользователей для решения всех задач АСКУЭ, и должно определять знания о технологическом процессе и средствах автоматизации на представительном и внутримашинном уровнях АСКУЭ и механизмы межуровневого перевода данных ЧРИ и их переработки.

Представительный уровень должен являться основным в АСКУЭ, определять внешний интерфейс взаимодействия пользователя с АСКУЭ.

**6.13.2** Информационное обеспечение АСКУЭ должно включать в себя:

- систему классификации и кодирования информации ЧРИ;
- описание структур БД;
- эксплуатационно-техническую документацию;
- входную внутреннюю информацию ЧРИ АСКУЭ – расчетную, техническую, служебную;
- выходную (отчетную) информацию ЧРИ АСКУЭ (таблицы, графики, гистограммы и т. д.).

**6.13.3** Информационное обеспечение АСКУЭ должно состоять из следующих основных частей:

– БД, обеспечивающей хранение информации ЧРИ с объектов и средств измерений, конфигурационной информации, необходимой для функционирования системы, журналов событий и другой необходимой информации;

– программ сбора информации, сохранения в базу данных информации ЧРИ с объектов и средств измерений, предоставления информации внешним системам и формирования информации для аудита;

– информационного обеспечения, создающего формы предоставления информации ЧРИ пользователям и обслуживающему персоналу АСКУЭ.

**6.13.4** Состав информации ЧРИ на представительном уровне должен быть достаточным для определения предметной области, а на уровне хранения для машинного решения задач АСКУЭ.

Структура и способы организации данных ЧРИ в АСКУЭ должны обеспечить построение открытой территориально распределенной системы и реализовать концепцию БД реального времени.

**6.13.5** В АСКУЭ должна быть создана логически единая, но физически распределенная база данных, содержащая статическую и динамическую информацию ЧРИ.

БД должна содержать следующие основные информационные массивы:

- оперативных входных и выходных данных ЧРИ;
- вычисляемых данных ЧРИ и событий;
- системы диагностики;
- архивных данных ЧРИ;
- выходных видеок кадров;
- выходных печатных документов;
- нормативно-справочной информации.

**6.13.6** Выбор СУБД должен производиться по следующим основным критериям:

- поддержка математической модели данных предметной области;
- достаточность языка манипулирования данными для решения задач АСКУЭ;
- оперативность манипулирования данными;
- достаточность машинного ресурса для размещения ЧРИ АСКУЭ.

Контроль, хранение, обновление и восстановление данных ЧРИ должно основываться на концепции ведения синхронных БД.

**6.13.7** Информационный обмен между техническими компонентами АСКУЭ должен основываться на использовании унифицированных сетевых протоколах обмена. Способы хранения и передачи информации должны предусматривать ее помехоустойчивое кодирование и защиту от разрушения и несанкционированного доступа, а также восстановление исходной информации ЧРИ после перезапусков при сбоях в работе АСКУЭ.

**6.13.8** На АРМ АСКУЭ в соответствии с разграничением полномочий должны быть установлены необходимые объемы отображаемой информации ЧРИ и четко ограниченные паролями доступа возможности по управлению, корректировке согласно должностным и эксплуатационным инструкциям.

**6.13.9** Для кодирования технологического оборудования, технических средств АСКУЭ, физических или виртуальных автоматических устройств, алгоритмов и программ должна быть использована система кодирования.

**6.13.10** Должны соблюдаться следующие основные принципы кодирования информации ЧРИ, выводимой оператору:

- набор мнемознаков и их цветовое кодирование должны быть едины для всей системы и должны отражать технологическое функциональное содержание;
- при нормальной работе оборудования, т. е. при соответствии параметров технологического процесса и структуры технологической схемы проектным значениям для данного режима, вся информация отображается зеленым цветом;
- при появлении информации о ненормальных режимах работы оборудования, сбоях и т. п., требующей привлечения внимания оператора, информация выдается мигающим желтым цветом, при этом мигание должно сниматься квитированием и до возвращения процесса в норму индикация осуществляется ровным желтым цветом;
- при возникновении аварийных ситуаций информация выдается красным мигающим цветом, а после квитирования мигание снимается и до возвращения процесса в норму индикация производится красным цветом;
- мигание может сопровождаться звуковыми сигналами;
- недостоверная информация отображается белым цветом;
- тексты сообщений должны быть лаконичными, исчерпывающими и едиными по форме.

**6.13.11** Информация ЧРИ, выводимая на мониторы, должна отображаться в следующих основных формах:

- мнемосхемы;
- панели управления;
- таблицы параметров;
- гистограммы;
- динамические графики (тренды);
- ведомости;
- журналы событий.

**6.13.12** Для отображения информации ЧРИ должны быть предусмотрены пассивные и инициативные видеокадры. Пассивные видеокадры выводятся по вызову оператора с манипулятора или функциональной клавиатуры. Инициативные видеокадры должны выводиться автоматически при возникновении соответствующих условий.

#### **6.14 Требования к лингвистическому обеспечению**

**6.14.1** ЛО должно реализовывать на всех этапах существования АСКУЭ (разработка, внедрение, эксплуатация, модернизация) эффективные механизмы комплексного взаимодействия пользователей с ее программными, информационными и техническими средствами. ЛО должно быть рассчитано на пользователя, специалиста в своей предметной области, не владеющего универсальными языками программирования.

**6.14.2** ЛО оператора должно позволять создавать систему видеogramм и текстовых сообщений, снабженных необходимыми «меню», «подсказками» и «помощью», при организации диалога с техническими средствами.

Вся текстовая информация должна быть выполнена на русском языке.

Кодирование информации ЧРИ должно производиться единообразно. Проблемно-ориентированная диалоговая система должна быть простой по языку общения и обладать высокой реакцией на запрос.

**6.14.3** Система описания типовых информационных задач должна включать подсистемы генерации:

- видеogramм;
- отчетов (ведомостей, журналов);
- архивов.

**6.14.4** Подсистема генерации видеogramм должна содержать:

- графический редактор видеogramм;
- библиотеки типовых изображений;
- средства описания «меню»;
- средства описания способа формирования, условий вывода и задания текста технологических сообщений различного класса.

**6.14.5** Подсистема генерации отчетов должна содержать:

- средства формирования различных форматов отчетов;
- средства описания данных, включаемых в отчет;
- средства задания операций с данными;
- средства описания условий для формирования отчета.

**6.14.6** Подсистема генерации архивов должна содержать:

- средства описания архива (название, глубина хранения, условия уничтожения и т. д.);
- средства описания информации, вводимой в архив, и условия ее записи.

Система описания типовых информационных задач должна ориентироваться на использование объектно-ориентированной графики и общепринятых языков программирования, обеспечивающих стандартные унифицированные интерфейсы для разработки открытых систем.

Программирование нетиповых информационных задач должно осуществляться на одном из универсальных языков программирования, используя расширение возможностей доступа к данным АСКУЭ на основе универсальных протоколов.

**6.15 Требования к математическому обеспечению**

**6.15.1** МО в АСКУЭ должно определять методы, модели и алгоритмы обработки информации ЧРИ для решения задач АСКУЭ. МО должно использовать ИО и ЛО как обеспечивающие системы, определяющие состав и содержание входных и выходных (внешних) потоков данных, уровни и механизмы их внутреннего отображения. МО должно раскрывать внутреннюю логику всех процессов решения задач контроля, учета и управления.

**6.15.2** Проектирование МО должно вестись по процессно с использованием последовательного дедуктивного (сверху вниз) метода декомпозиции задач АСКУЭ. Последовательная декомпозиция должна раскрывать внутреннее содержание прикладного процесса решения задачи от функционального до операционного уровня.

**6.15.3** При разработке алгоритмов решения задач следует приводить описание логики и способа формирования результатов решения с указанием последовательности этапов счета, логических и расчетных формул, используемых в алгоритме, указывать точность вычислений и соотношения, необходимые для контроля достоверности.

**6.15.4** Алгоритмы реализации функций прикладных процессов, особенно реализации общих функций и операций, должны быть оптимизированы по длине алгоритма (требуемый ресурс носителя для его записи) и оперативности его выполнения.

**6.15.5** Алгоритмы решения оперативных задач должны иметь высокое быстродействие исполнения (минимальное количество ветвлений, условных переходов и прерываний) при оптимальной их длине.

Разработанные алгоритмы решения задач АСКУЭ должны обладать высокой надежностью и устойчивостью. Не допускается наличие тупиковых ситуаций. Для обеспечения требуемой устойчивости должны использоваться мажоритарная логика и резервирование.

**6.15.6** Все алгоритмы должны иметь контрольный пример, обеспечивающий проверку правильности алгоритма решения задачи и программ, реализующих алгоритм решения.

Разрабатываемые алгоритмы должны формироваться с учетом перспективных языков программирования.

**6.15.7** При разработке МО должны производиться анализ имеющихся типовых методик и алгоритмов и заимствование наиболее приемлемых решений. Должны быть использованы имеющиеся типовые разработки по методикам и алгоритмам функций АСКУЭ.

**6.16 Требования к метрологическому обеспечению**

**6.16.1** Метрологический контроль АСКУЭ расчетного учета осуществляется государственной метрологической службой в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

**6.16.2** Метрологическое обеспечение АСКУЭ расчетного учета должно осуществляться:

- на стадии проектирования путем выделения в проектах метрологических разделов с расчетами и оценками предельных погрешностей средств измерений и ИК АСКУЭ в целом;
- на стадии изготовления средств измерений путем проведения государственных приемочных и государственных контрольных испытаний;
- на стадии внедрения и сдачи в эксплуатацию АСКУЭ на объектах учета путем проведения соответствующих приемо-сдаточных испытаний;
- в процессе эксплуатации АСКУЭ путем проведения периодической поверки средств измерений.

**6.16.3** Метрологическому контролю (в том числе МА и метрологической поверке) в расчетных АСКУЭ подлежат только ИК и их элементы – средства измерений.

**6.16.4** В АСКУЭ должны применяться средства измерений, для которых утвержден тип средства измерений и прошедшие поверку (калибровку) в установленном порядке.

Рабочая документация (паспорт, руководство по эксплуатации, технические условия и т. д.) на средства измерений должна быть представлена на одном из государственных языков Республики Беларусь.

**6.16.5** Основными методами определения метрологических характеристик ИК должны быть расчетный и расчетно-экспериментальный.

**6.16.6** Метрологическая аттестация ИК расчетных АСКУЭ должна проводиться на основании разрабатываемых программы и методики аттестации.

Данными документами должны устанавливаться НМХ ИК, а также способы расчета метрологических характеристик ИК.

**6.16.7** Для расчетных АСКУЭ в целом и ее средств учета из состава компонента АС сбора и обработки данных МА не требуется. Должно проводиться метрологическое подтверждение пригодности ПО средств учета электроэнергии.

АСКУЭ в целом должна быть принята в эксплуатацию в установленном порядке согласно требованиям заказчика, согласованным с энергоснабжающей организацией.

### **6.17 Требования к достоверности и защите информации**

**6.17.1** Структура АСКУЭ, система передачи данных и программы функционирования задач должны обеспечивать возможность контроля достоверности информации ЧРИ (контроль полноты и качества измерений), достоверность ее преобразования и предоставления потребителям.

**6.17.2** Достоверность данных ЧРИ в БД УСПД должна обеспечиваться эффективными методами кодирования и контроля информации при ее цифровой передаче через интерфейсы нижнего и верхнего уровней УСПД, методами повторного запроса данных ЧРИ электронных счетчиков с мажоритарным сравнением результатов этого запроса и другими стандартными методами защиты информации.

**6.17.3** Для обеспечения правильности принятых на хранение данных ЧРИ рекомендуется осуществлять проверку полноты и достоверности измерений следующими алгоритмами:

– сравнение принятых данных ЧРИ с шаблонными значениями. При отклонении на заданный процент следует генерировать сообщения в журнал событий и при необходимости пользователю;

– сравнение интегральных (получасовых, часовых) значений ЧРИ с суточными показаниями. Сравнение должно проводиться в конце суток;

– сравнение суточных значений ЧРИ с показаниями СИ за месяц. Сравнение должно проводиться в конце месяца;

– сравнение месячных значений ЧРИ с показаниями СИ за год. Сравнение должно проводиться в конце года.

**6.17.4** В качестве контроля за достоверностью данных ЧРИ расчетного учета должен использоваться метод сведения баланса электроэнергии и (или) мощности по субъектам и объектам учета с использованием для этого данных ЧРИ по всем точкам учета, участвующим в балансе.

**6.17.5** Электронные счетчики, применяемые в АСКУЭ, должны обеспечивать защиту от несанкционированного доступа по изменению их метрологических характеристик и параметров при механических, тепловых, электрических, магнитных и электромагнитных воздействиях как на информационные и измерительные цепи тока и напряжения, так и на внутренние элементы электронных счетчиков.

**6.17.6** Электронные счетчики должны иметь не менее чем шестизначный пароль на санкционированный доступ к данным ЧРИ и перепрограммированию. При трехкратном или четырехкратном вводе подряд недостоверного пароля (независимо от интервала времени, на котором были сделаны эти попытки) электронные счетчики должны блокировать возможность дальнейшего доступа к данным ЧРИ и на перепрограммирование до конца текущих суток.

Рекомендуется использовать в электронных счетчиках систему нескольких паролей для идентификации лиц, осуществляющих доступ к ним, и для ограничения прав доступа на полное или частичное его перепрограммирование.

**6.17.7** Дистанционный сброс накопленных электронным счетчиком данных ЧРИ запрещается.

Сброс накопленных электронным счетчиком данных ЧРИ допустим только при его распломбировании.

Электронные счетчики должны иметь аппаратно-программную защиту от аппаратных сбоев и «зависаний» встроенного ПО.

**6.17.8** УСПД должны иметь многоуровневую программно-аппаратную защиту от несанкционированного доступа (в частности, механические и электронные пломбы, систему паролей).

**6.17.9** УСПД должны иметь не менее чем восьмизначный пароль на доступ, требуемый для перепрограммирования УСПД. При трехкратном или четырехкратном вводе подряд недостоверного пароля (независимо от интервала времени, на котором были сделаны эти попытки) рекомендуется блокировать в УСПД возможность дальнейшего доступа к данным ЧРИ и на перепрограммирование до конца текущих суток.

Рекомендуется использовать в УСПД систему нескольких паролей для идентификации лиц, осуществляющих снятие пароля, и для ограничения прав доступа на полное или частичное перепрограммирование УСПД.

**6.17.10** Дистанционный сброс накопленных УСПД данных ЧРИ запрещается.

Сброс накопленных УСПД данных ЧРИ допустим только при распломбировании УСПД.

**6.17.11** Программный комплекс верхнего уровня расчетных АСКУЭ должен иметь защиту от несанкционированного доступа с помощью стандартных и иных средств защиты (паролей, ключей, регистраторов и т. п.).

### **6.18 Требования к диагностированию**

**6.18.1** Первичные средства измерений и вторичные ТС электроэнергии АСКУЭ должны быть оснащены аппаратно-программными средствами самодиагностики. Информация о работе этих средств может формироваться с помощью:

- встроенных индикаторов;
- специальных диагностических выходов;
- звуковых сигналов для технических средств, устанавливаемых на обслуживаемых объектах учета;
- сообщений о нештатных и аварийных ситуациях, передаваемых по запросу на верхний или средний уровни системы по каналам связи для информирования обслуживающего персонала.

**6.18.2** С помощью средств самодиагностики должны фиксироваться как минимум следующие ситуации:

- отказ или сбой технических средств на любом из уровней АСКУЭ;
- отказ или сбой каналов связи;
- отказ источников питания;
- отказ или сбой элементов КВС.

Все средства самодиагностики должны определять конкретное неисправное техническое средство и вероятную причину его отказа или сбоя.

### **6.19 Требования по развитию и модернизации**

**6.19.1** При создании АСКУЭ необходимо предусматривать не менее чем 30%-ный резерв количества точек учета электроэнергии, а также возможность расширения по функциям и наращиванию количества средств измерений измерительного компонента АС и средств учета электроэнергии компонента АС сбора и обработки данных (учет других видов энергоносителей) в процессе ее жизненного цикла.

**6.19.2** При расширении и модернизации АСКУЭ необходимо использовать самые современные и эффективные средства измерений и средства учета электроэнергии (измерительные трансформаторы, счетчики, УСПД), каналы связи и компьютеры с соответствующими операционными системами и сетевыми программными платформами.

**6.19.3** В процессе создания или модернизации АСКУЭ допускается интеграция функций автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее – АСУ ТП) путем введения в состав АСКУЭ дополнительных технических средств (например, контроллеров распределенного ввода-вывода с цифровым интерфейсом) для обеспечения сбора информации телесигнализации о положении коммутационных аппаратов и формирования сигналов телеуправления на них.

Допускается подключение цифровых интерфейсов данных устройств к УСПД с обеспечением гальванической развязки их интерфейсов от ИК.

### **6.20 Требования по эксплуатации**

**6.20.1** Условия эксплуатации оборудования программно-технического комплекса АСКУЭ должны соответствовать требованиям, указанным в эксплуатационной документации на технические средства.

**6.20.2** Состав персонала АСКУЭ должен включать оперативный и обслуживающий персонал.

Состав, структура и режим работы персонала должны определяться в зависимости от принятых проектных решений по составу решаемых задач, техническим и программным средствам.

**6.20.3** Необходимо стремиться к максимальному привлечению для эксплуатации АСКУЭ персонала уже существующих подразделений и служб объекта и/или субъекта учета.

Оперативный персонал должен обладать знаниями пользователя современных средств вычислительной техники, а также пройти курс обучения работе с оборудованием АСКУЭ на полигоне разработчика АСКУЭ или в учебном центре с проведением соответствующей аттестации.

**6.20.4** Оперативный персонал должен обеспечивать правильность функционирования всех технических средств АСКУЭ и выполнять все работы по обслуживанию и оперативному восстановлению системы.

**6.20.5** Обслуживающий персонал должен обеспечивать:

- организацию и проведение регламентных и ремонтных работ;
- параметризацию средств измерений и вторичных средств учета неизмерительного назначения;
- настройку АСКУЭ в соответствии с возникающими изменениями;
- развитие АСКУЭ.

**6.20.6** При обслуживании АСКУЭ состав уже существующего ремонтного персонала необходимо дополнить персоналом, обслуживающим электронную часть АСКУЭ (аппаратные средства учета, аккумуляторные батареи и другие источники питания, ПК, сетевые средства, средства связи) и системное ПО.

**6.20.7** Восстановление работоспособности АСКУЭ должно производиться путем замены модулей из состава ЗИП.

**6.20.8** В процессе монтажа и ввода в эксплуатацию АСКУЭ должны быть предусмотрены обучение и переаттестация работающего обслуживающего персонала на знание особенностей АСКУЭ.

### **6.21 Требования к надежности**

**6.21.1** Надежность АСКУЭ и ее составных частей должна соответствовать требованиям ГОСТ 24.701.

Задание требований и анализ надежности АСКУЭ должны производиться по:

- безотказности;
- ремонтпригодности;
- долговечности;
- помехозащищенности.

**6.21.2** Требования к надежности должны устанавливаться только для внезапных и независимых отказов по АСКУЭ в целом на соответствующем уровне системы и по отдельным функциям, реализуемым АСКУЭ.

Критериями отказов АСКУЭ в целом являются отклонения в работе, приводящие к невозможности выполнения всех ее функций, предусмотренных на соответствующем уровне АСКУЭ. Отклонения, приводящие к частичной потере функций, считаются отказом.

**6.21.3** Заданные показатели надежности должны достигаться за счет использования комплектующих с соответствующими показателями надежности или в случае необходимости путем создания «холодного» или «горячего» резерва. Неисправности должны устраняться использованием составных частей ЗИП, который должен постоянно дополняться путем ремонта вышедших из строя или путем заказа новых.

**6.21.4** Средний срок службы АСКУЭ должен быть не менее срока службы технологического оборудования. Гарантийный срок эксплуатации системы – 3 года.

**6.21.5** Средний срок службы технических средств должен быть не менее:

- по измерительным трансформаторам – 25 лет;
- по электронным счетчикам – 25 лет;
- по оборудованию проводной связи – 15 лет;
- по оборудованию радиосвязи – 10 лет;
- по УСПД – 10 лет;
- по устройствам показателей качества электрической энергии – 25 лет;
- по компьютерам – 5 лет.

**6.21.6** Среднее время восстановления АСКУЭ при одиночном отказе на обслуживаемом объекте учета 3 ч и при отказе на необслуживаемом объекте учета 12 ч.

**6.21.7** Требования по среднему времени наработки на отказ технических средств АСКУЭ должны быть:

- по электронным счетчикам – не менее 50 тыс. ч;
- по УСПД – не менее 35 тыс. ч;
- по УКПКЭ – не менее 10 тыс. ч.

**6.21.8** Требования по гарантийной эксплуатации технических средств АСКУЭ следующие:

- по электронным счетчикам – не менее 3 лет;
- по УСПД – не менее 3 лет;
- по УКПКЭ – не менее 3 лет;
- по компьютерам – не менее 2 лет.

**6.21.9** Должны быть использованы следующие факторы повышения надежности:

- выбор надежных технических средств, включая устройства связи и стыковки;
- разработка надежных программных средств;
- рациональное распределение задач между техническими средствами и персоналом;
- использование методов и средств технической диагностики;
- организация рациональной эксплуатации АСКУЭ и обеспечение запасными частями;
- эффективная защита технических средств системы от электромагнитных помех, которые могут приводить к отказам и сбоям в системе.

**6.21.10** В части надежности проект АСКУЭ должен содержать:

- регламент технического обслуживания отдельных подсистем и их элементов, включая виды, средства, методы, условия и сроки выполнения, а также оценки значений времен восстановления отказавших элементов;
- оценки ожидаемого числа отказов и необходимого числа запасных частей в год по отдельным видам технических средств;
- оценки трудоемкости или затрат на проведение технического обслуживания и ремонта, планируемого количества и квалификации обслуживающего персонала.

## **6.22 Требования по безопасности**

**6.22.1** Требования по безопасности АСКУЭ должны соответствовать положениям ГОСТ 24.104.

**6.22.2** Технические средства АСКУЭ по требованиям защиты человека от поражения электрическим током должны относиться к классу I и выполняться в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0.

Технические средства АСКУЭ при их монтаже, наладке, обслуживании и ремонте должны соответствовать общим требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.3.002, а также:

- в части электробезопасности по ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.038, ГОСТ 12.2.007.0;
- в части пожаробезопасности по ГОСТ 12.1.004, [5];
- в части создаваемых при работе шумов по ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.023;
- в части создаваемых при работе электромагнитных полей радиочастот по ГОСТ 12.1.006, электростатических полей по ГОСТ 12.1.045, электрических полей промышленной частоты по ГОСТ 12.1.002.

**6.22.3** В обслуживаемых помещениях АСКУЭ и на автоматизированных рабочих местах персонала должны ограничиваться опасные и вредные производственные факторы по ГОСТ 12.0.003, в том числе:

- уровни электромагнитных, электростатических и электрических полей соответственно по ГОСТ 12.1.006, ГОСТ 12.1.045, ГОСТ 12.1.002;
- уровни акустических шумов по ГОСТ 12.1.006;
- уровни вибрации по ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 25980.

**6.22.4** Для защиты обслуживающего персонала и средств АСКУЭ от возникновения разности потенциалов на контуре заземления, в местах установки разнесенного оборудования, вызванной короткими замыканиями в электрической части, атмосферными разрядами, протеканием уравнительных токов по контуру заземления и т. п. на объекте учета, должны предусматриваться следующие меры:

- стойки с техническими средствами объединяются общим контуром заземления;
- для стоек АСКУЭ должно быть предусмотрено два вида заземления: защитное и рабочее (логическое).

**6.22.5** Защитное заземление является средством защиты человека от поражения электрическим током при повреждении изоляции и выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и технологическими инструкциями.

Магистраль защитного заземления должна также обеспечивать сопротивление между корпусом любой составной части АСКУЭ и землей (грунтом) не более 8 Ом в любое время года (см. ГОСТ 12.1.030).

**6.22.6** Согласно [6] сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с напряжением до 1 кВ с глухо заземленной нейтралью, к которому присоединены нейтрали генераторов или трансформаторов или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока или 220 В источника однофазного тока.

**6.22.7** В общем случае сечение внешних проводов защитного заземления должно быть равно или больше сечения силовых проводов, подключаемых к входам источников питания, но не менее 4 мм<sup>2</sup> для неизолированных проводников и 1,5 мм<sup>2</sup> для изолированных. Заземляющие проводники должны быть защищены от механических воздействий.

**6.22.8** Магистраль защитного заземления технических средств АСКУЭ следует подключать к защитному заземляющему устройству в одной точке, расположенному как можно ближе к заземлителю, и соединять в одной точке (узел заземления) с нулевым проводом сети с глухо заземленной нейтралью непосредственно на распределительном щите питания технических средств АСКУЭ.

**6.22.9** Если распределительный щит расположен от трансформаторной подстанции с глухо заземленной нейтралью на значительном расстоянии, то на участке сети от подстанции до распределительного щита следует применять 4-проводную систему (3 фазных провода и нулевой рабочий проводник), а начиная с распределительного щита 5-проводную (3 фазных, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники).

Распределительный щит должен иметь повторное заземление. Это вызвано необходимостью уменьшения колебаний его потенциала относительно земли, вызываемых изменениями тока, протекающего по нулевому рабочему проводнику между распределительным щитом и трансформаторной подстанцией.

**6.22.10** Применение рабочего заземления (или нуль системы) должно исключить образование контуров заземления, чувствительных к магнитным полям и разностям потенциалов между отдельными точками. В нуль-систему должны входить заземлитель и заземляющие проводники.

Спротивление нуль-системы должно быть не более 4 Ом.

**6.22.11** Экраны и оболочки кабелей для передачи информации заземляются только с одного конца путем присоединения их изолированными проводниками в технических шкафах к узлу заземления нуль-системы или металлической шине. Шина должна быть медной сечением не менее 50 мм<sup>2</sup> или алюминиевой сечением не менее 70 мм<sup>2</sup>. Шина должна быть изолирована от распределительного щита и нейтрали питающей сети и соединена одним заземляющим проводником с заземлением нуль-системы.

**6.22.12** К нуль-системе должны присоединяться нулевой провод блоков технических средств АСКУЭ, экраны пар, свободные (не задействованные в схемах) жилы или пары, а также по одной жиле из каждой скрученной пары жил кабелей для передачи информации, если в технической документации не указаны способы их заземления. В кабелях для передачи информации, соединяющих шкафы (блоки) технических средств, одна жила каждой скрученной пары должна быть соединена с защитным нулевым проводом схемы каждого шкафа (блока).

**6.22.13** В схемах с незаземленным источником сигнала и заземленным приемником сигнала экран информационного кабеля должен заземляться со стороны приемника сигнала, а в схемах с заземленным источником сигнала и незаземленным приемником сигнала со стороны источника сигнала.

**6.22.14** Защитное заземление АРМ и компонентов организации сетей должно производиться в соответствии с требованиями [6], а питание от однофазной сети напряжением 220 В или источника бесперебойного питания с тем же напряжением. Питание должно производиться через специальные розетки и вилки с дополнительными контактами («евророзетки» и «евровилки») для соединения с заземляющим или нулевым защитным проводником через трехжильные кабели, в которых одна жила выполняет функцию нулевого защитного проводника.

Подключение нулевого проводника должно производиться в распределительных шкафах осветительной сети к узлу защитного заземления шкафа. Нулевые рабочие проводники запрещается использовать в качестве нулевых защитных и наоборот.

## **6.23 Требования по унификации и стандартизации**

**6.23.1** АСКУЭ должны создаваться на основе ТНПА и на стадии разработки АСКУЭ должны обеспечиваться единообразным подходом к решению однотипных задач контроля и учета (типизацией алгоритмических модулей) и созданием унифицированных компонентов информационного, лингвистического, программного и технического обеспечения.

**6.23.2** Унификация технического обеспечения должна достигаться применением серийных устройств и стандартизацией конструктивов элементов. В конструкции компонентов АСКУЭ должна быть сведена к минимуму номенклатура используемых субблоков. Должно использоваться минимальное количество номиналов питающих напряжений. Конструктивы стоек, рам и субблоков должны быть унифицированы.

## **6.24 Требования к электропитанию**

**6.24.1** Первичным источником электропитания компонентов АСКУЭ, включая средства представления информации, должна быть трехфазная сеть переменного тока напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц бесперебойного питания.

**6.24.2** Трехфазная сеть переменного тока должна обеспечивать следующие характеристики:

- линейное номинальное напряжение 380 В;
- фазное номинальное напряжение 220 В;
- количество фаз – 3;
- частота 50 Гц;

– отклонение напряжения от номинального (при изменении нагрузки фаз от 10 % до 100 %) не более  $\pm 10$  %;

- отклонение частоты от номинальной – не более 2 %;
- коэффициент несинусоидальности напряжения – не более 2 %;
- коэффициент низкочастотной модуляции – не более 5 %;
- длительность перерывов питания – не более 20 мс.

Трехфазная сеть переменного тока бесперебойного питания должна обеспечивать при скачкообразном изменении нагрузки на шинах отклонение выходного напряжения от номинального не более 15 % с длительностью до 80 мс при длительности переходного процесса не более 200 мс.

**6.24.3** Питание потребителей постоянного тока должно обеспечиваться от сети постоянного тока, например 220 В.

**6.24.4** При установке дублирующих друг друга технических средств должна быть обеспечена их развязка по электропитанию.

**6.24.5** Для электропитания устройств АСКУЭ должны использоваться ИБП, выполненные по технологии online, имеющие бустерное устройство для подключения к компьютерам и позволяющие вести оперативный контроль за состоянием системы электропитания АСКУЭ.

## **6.25 Требования к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению**

**6.25.1** Требования к упаковке и транспортированию компонентов АСКУЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 23170 и ГОСТ 15150.

**6.25.2** Маркировка, наносимая на компоненты АСКУЭ и тару, в которую они упаковываются, должна содержать сведения о виде продукции, изготовителе и порядковый номер.

Место и способ нанесения маркировки, а также ее качество должны обеспечивать возможность четкой идентификации продукции при ее транспортировании, хранении, а также эксплуатации.

**6.25.3** Транспортирование компонентов АСКУЭ допускается только в упаковке изготовителя и может производиться любым видом крытого транспорта на любое расстояние без ограничения скорости. Транспортирование на самолетах должно производиться только в отапливаемых герметизированных отсеках.

**6.25.4** Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования упакованные компоненты АСКУЭ не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков. Способ укладки упакованных компонентов АСКУЭ на транспортирующее средство должен исключать их перемещение при движении.

**6.25.5** Срок пребывания компонентов АСКУЭ в условиях транспортирования – не более 3 мес. После транспортирования при отрицательной температуре компоненты АСКУЭ необходимо выдерживать в помещении с нормальными условиями не менее 6 ч, только после этого допускается производить распаковку.

**6.25.6** Компоненты АСКУЭ могут храниться в таре изготовителя не более 6 мес в сухом отапливаемом и вентилируемом помещении при температуре окружающего воздуха от 5 °С до 40 °С и относительной влажности от 30 % до 80 %. Воздух в помещении не должен содержать пыль и примесь агрессивных паров и газов.

## **6.26 Требования к эргономике и технической эстетике**

**6.26.1** Общие эргономические и эстетические требования должны относиться:

- к рабочим местам операторов по ГОСТ 21958, ГОСТ 21889;

– к органам контроля и управления, средствам связи, средствам отображения информации по ГОСТ 22269, ГОСТ 23000.

**6.26.2** Организация автоматизированных рабочих мест оперативного персонала должна соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям.

Уровень освещенности рабочих мест должен соответствовать характеру и условиям труда и отвечать действующим нормам.

**6.26.3** Комфортные рабочие условия персонала должны соответствовать действующим санитарным нормам и предельно допустимым условиям по ГОСТ 12.1.005, допустимым уровням влияния опасных и вредных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003.

## СТБ 2096-2010

**6.26.4** Уровни шума и звуковой мощности на рабочих местах персонала не должны превышать значения, установленные ГОСТ 12.1.003 и санитарными нормами.

**6.26.5** Общие эргономические требования к вибрации оборудования на рабочих местах – по ГОСТ 12.1.012.

**6.26.6** Аппаратные средства АСКУЭ должны быть рационально размещены с точки зрения удобства технического обслуживания, эксплуатации, выполнения кабельных связей и т. д.

**6.26.7** Конструкция шкафов и стоек с аппаратурой должна предусматривать беспрепятственный доступ ко всем элементам, требующим обслуживания.

### **6.27 Требования к электромагнитной совместимости**

Все технические средства, используемые при создании АСКУЭ, должны отвечать нормам по помехоустойчивости, установленным в СТБ IEC 61000-4-3 и СТБ EN 55024, для обеспечения нормального функционирования в окружающей электромагнитной обстановке.

### **6.28 Требования к конструкции и размещению оборудования**

**6.28.1** Многофункциональные электронные счетчики должны устанавливаться в ячейках и панелях распределительных устройств объектов учета на места заменяемых средств измерений либо в новых шкафах учета.

Размещение вновь устанавливаемых средств измерений должно уточняться на стадии разработки проекта с учетом удобства обслуживания в эксплуатации и минимизации интерфейсного кабеля и вторичных цепей измерительных ТТ и ТН.

**6.28.2** В помещениях узлов связи и в оперативных пунктах управления объектов учета должны устанавливаться навесные или напольные шкафы АСКУЭ, в которых размещаются УСПД, ИБП и другая аппаратура. Места установки шкафов должны определяться при разработке проекта с учетом удобства в эксплуатации и минимизации кабельных связей.

Шкаф АСКУЭ должен обеспечивать наличие всех условий (пространство, электропитание, заземление) для расположенного внутри него оборудования.

**6.28.3** Для монтажа кроссового и активного оборудования связи должны предусматриваться 19-дюймовые шкафы напольного исполнения с возможностью выполнения необходимых коммутаций.

Шкафы должны иметь замки для ограничения доступа к оборудованию и обзорную дверь с панелью из оргстекла для контроля коммутаций и связей.

**6.28.4** Вычислительные средства оборудования верхнего уровня должны размещаться, как правило, в узлах связи, серверных или предусмотренных для этого помещениях.

Маршрутизаторы, ИБП, сетевые коммутаторы, кроссовое оборудование, серверы должны устанавливаться в шкафах напольного исполнения.

Компоновка оборудования в шкафах должна осуществляться с учетом дальнейшего развития системы. АРМ должны размещаться в помещениях соответствующих служб.

### **6.29 Требования к патентной чистоте**

**6.29.1** Использование при проектировании АСКУЭ и правовая защита объектов промышленной собственности, созданных в процессе разработки проектной документации, должны осуществляться в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

**6.29.2** Разработчики систем АСКУЭ несут ответственность за правомерное использование объектов промышленной собственности и авторского права в создаваемых системах АСКУЭ.

**6.29.3** Фирменное ПО должно быть приобретено по лицензионным соглашениям.

### **6.30 Требования к документированию**

**6.30.1** На стадии ввода в действие АСКУЭ должна быть снабжена комплектом рабочей и эксплуатационной документации в соответствии с техническим заданием и требованиями ГОСТ 34.201.

**6.30.2** Как минимум в состав комплекта документации должны входить:

– эксплуатационная документация на АСКУЭ (техническое описание, руководство по эксплуатации, формуляр, паспорт и т. д.);

– техническая документация на АСКУЭ (рабочие чертежи согласно проектной документации);

– эксплуатационная документация на примененные технические средства системы (инструкции по эксплуатации и обслуживанию, паспорта, формуляры);

– эксплуатационная программная документация на АСКУЭ (описания общего и специального ПО, СУБД);

– эксплуатационная документация на МО АСКУЭ (описания общего и специального МО);

**6.30.3** Документация должна содержать сведения, необходимые для быстрого и качественного освоения и правильной эксплуатации технических средств АСКУЭ, указания по деятельности персонала АСКУЭ в аварийных ситуациях или при нарушении нормальных условий функционирования и не допускать неоднозначного толкования.

Вся документация должна быть на одном из государственных языков Республики Беларусь.

### **6.31 Требования по созданию автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии**

**6.31.1** Основные стадии и этапы работ по созданию АСКУЭ должны устанавливаться в соответствии с ГОСТ 34.601, с учетом особенностей создаваемой системы. Рекомендуется соблюдение следующих стадий по созданию и эксплуатации АСКУЭ:

- разработка ТЗ на проектирование и разработку АСКУЭ;
- разработка проектной документации;
- ввод в действие;
- сопровождение.

**6.31.2** Формирование ТЗ на проектирование АСКУЭ должно производиться заказчиком с учетом требований [4]. ТЗ на проектирование является основанием для проведения тендерных торгов по определению проектировщика системы.

ТЗ на разработку АСКУЭ должно разрабатываться с учетом требований ГОСТ 34.602.

**6.31.3** Сроки и очередность стадий разработки и выполнения этапных работ по АСКУЭ должны определяться календарным планом создания АСКУЭ, являющимся неотъемлемой частью договора между заказчиком и проектировщиком.

**6.31.4** Порядок разработки проектной документации АСКУЭ, ее экспертиза и согласование должны проводиться в соответствии с требованиями [4].

**6.31.5** Проектная документация должна соответствовать требованиям [4], ГОСТ 21.101 и включать:

- пояснительную записку на АСКУЭ и ее составные части;
- структурные схемы на АСКУЭ и ее составные части;
- принципиальные электрические схемы на АСКУЭ и ее составные части;
- схемы каналов связи между уровнями АСКУЭ;
- схемы размещения и монтажа оборудования АСКУЭ;
- сметную документацию;
- спецификацию оборудования и материалов;
- проект организации строительства;
- паспорта на АСКУЭ и ее составные части;
- технико-экономическое обоснование инвестиций в строительство.

**6.31.6** На стадии ввода в действие должны выполняться следующие работы:

- поставка комплектующего оборудования, материалов и ПО;
- проведение строительно-монтажных работ;
- проведение пусконаладочных работ, обучение персонала заказчика;
- проведение предварительных испытаний системы;
- проведение опытной эксплуатации системы;
- проведение метрологической аттестации ИК;
- проведение приемочных испытаний системы.

**6.31.7** На стадии сопровождения должны выполняться работы по гарантийному и послегарантийному обслуживанию АСКУЭ.

Приложение А  
(рекомендуемое)

Структурная схема автоматизированной системы контроля  
и учета электроэнергии

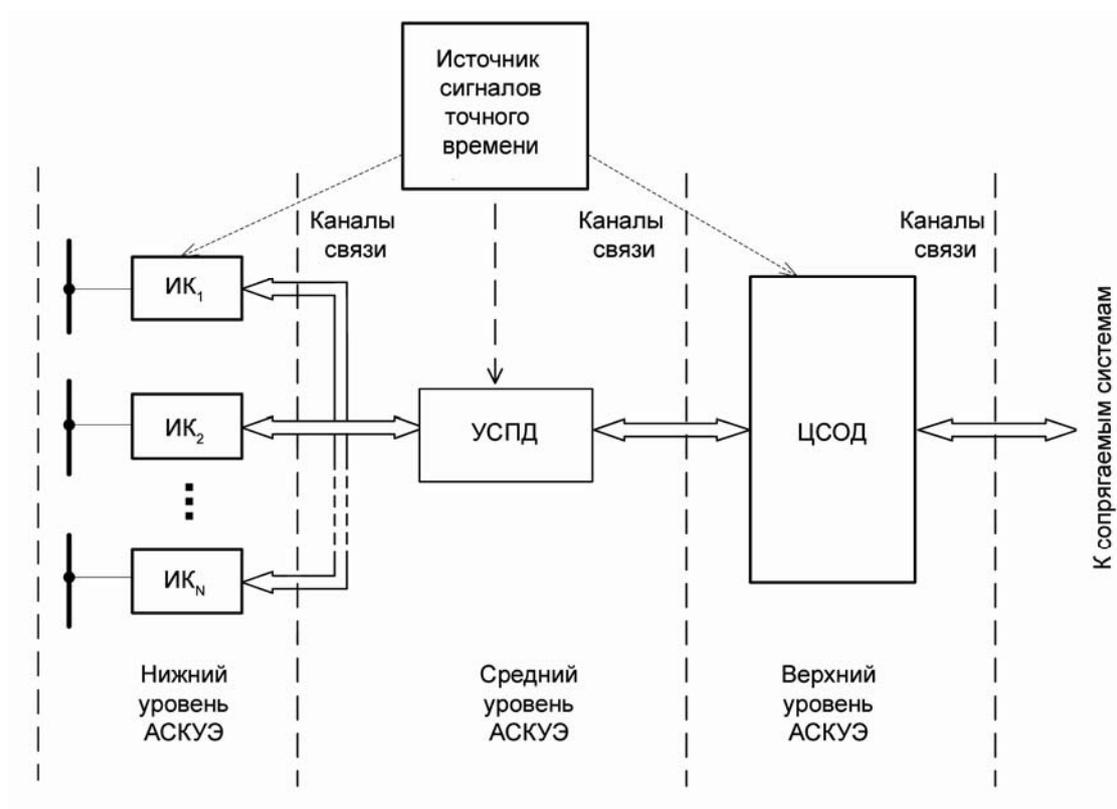


Рисунок А.1

## Приложение Б (справочное)

### Структурные схемы измерительных каналов

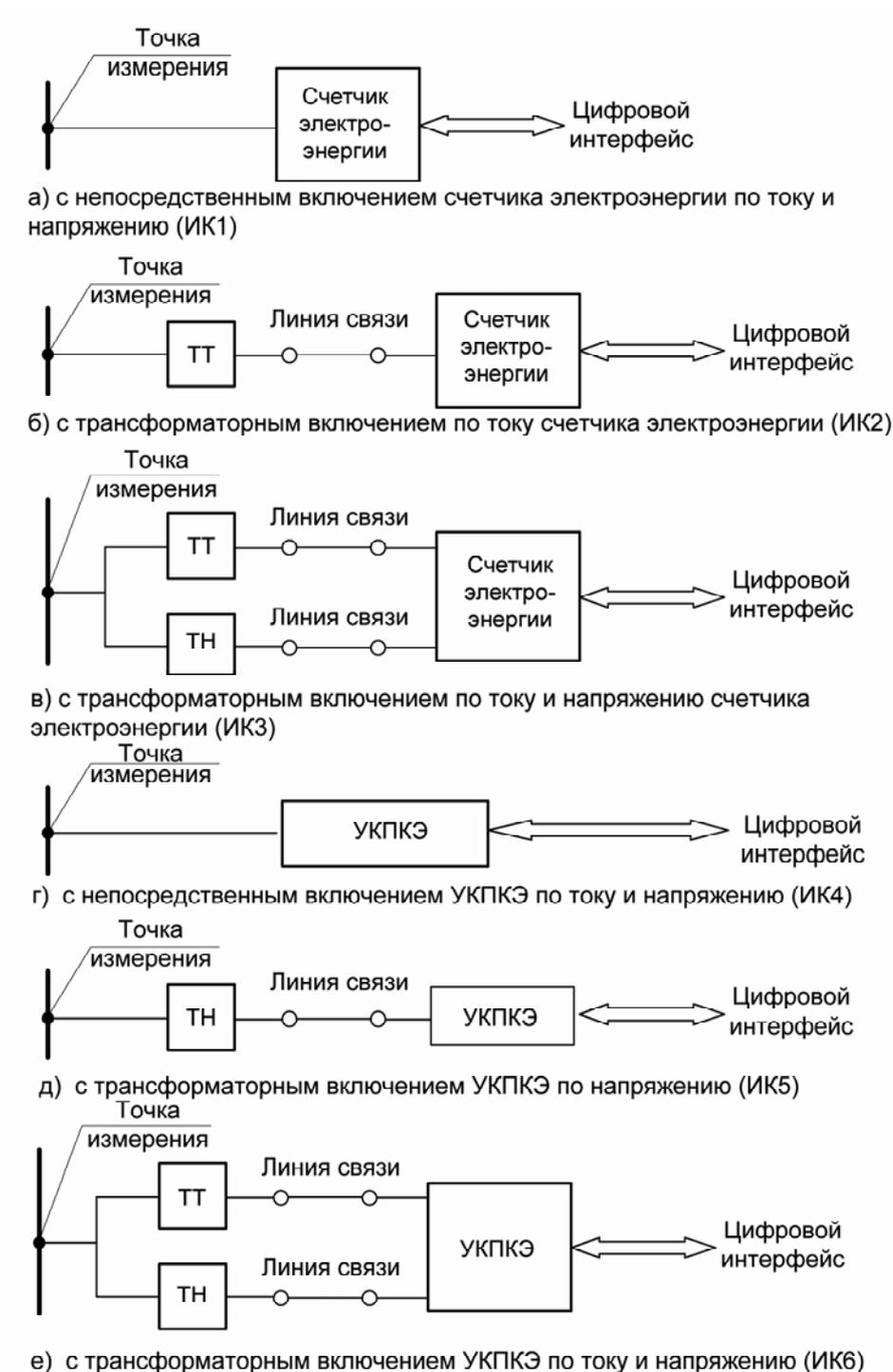


Рисунок Б.1

### Библиография

- [1] Закон Республики Беларусь «Об обеспечении единства измерений» от 20 июля 2006 г. № 163-З
- [2] Концепция приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь  
Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 августа 2005г. № 28
- [3] Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология. Термины и определения в электроэнергетике»  
РМГ 29-99 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения»  
Утверждены решением Электроэнергетического совета СНГ от 23 мая 2008 г. № 33
- [4] Строительные нормы Республики Беларусь  
СНБ 1.03.02-96 Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве
- [5] Руководящий документ  
РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий
- [6] Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.: ил.

Ответственный за выпуск *В. Л. Гуревич*

---

Сдано в набор 09.12.2010. Подписано в печать 16.12.2010. Формат бумаги 60×84/8. Бумага офсетная.  
Гарнитура Arial. Печать ризографическая. Усл. печ. л. 4,18 Уч.- изд. л. 2,97 Тираж 50 экз. Заказ 1256

---

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Научно-производственное республиканское унитарное предприятие  
«Белорусский государственный институт стандартизации и сертификации» (БелГИСС)  
ЛИ № 02330/0552843 от 08.04.2009.  
ул. Мележа, 3, комн. 406, 220113, Минск.