ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ 159— 2016

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Общие технические условия

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2016

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении» (ВНИИНМАШ)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 232 «Оборудование и аппаратура для измерения электроэнергии, электрических и электромагнитных величин»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 ноября 2016 г. № 81-пнст

4 РАЗРАБОТАН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16—2011 (разделы 5 и 6).

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее чем за девять месяцев до истечения срока его действия разработчику настоящего стандарта по адресу: gost.e-ecolog.ru
и в ОАО «ВНИИ НП» по адресу: 111116, Москва, ул. Авиамоторная, д. 6 и в Федеральное агентство по техническому регулированию метрологии по адресу: 109074, Москва, Китайгородский пр., д. 7, стр. 1.

*В случае отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и журнале «Вестник Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии». Уведомление будет размещено также на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2016

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 3
4 Технические требования 5
5 Метрологическое обеспечение 14
6 Требования по эксплуатации 15
7 Требования безопасности 15
8 Требования к электромагнитной совместимости 16
9 Комплектность 16
10 Правила приемки 16
11 Методы испытаний 16
12 Гарантии изготовителя 18
Библиография 19

Введение

Настоящий стандарт распространяется на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (далее — АИИС КУЭ), основные положения которого могут быть распространены на автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электрической энергии.

Настоящий стандарт является основополагающим для АИИС КУЭ, и на его основе следует разрабатывать технические требования, уточняющие отдельные аспекты формирования АИИС КУЭ конкретного вида (типа), а именно — требования к форматам и протоколам передачи информации между системными уровнями, требования к прикладному программному обеспечению как отдельных структурных элементов (приборов учета, устройств сбора и передачи информации), так и всей системы в целом.

Стандарт разработан впервые.

Аналогичных международных и региональных стандартов нет.

Целью настоящего стандарта является установление общих требований к АИИС КУЭ в части принципов системного построения, метрологических требований, влияния внешних воздействий, электромагнитной совместимости, правил приемки и методов испытаний и, как следствие, определение основных направлений и принципов организации учета электрической энергии, создание единой концепции совершенствования и развития комплексов учета электрической энергии распределительного электросетевого комплекса.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Общие технические условия

Automatic information and measuring system of commercial accounting of electric energy.
General specifications

Срок действия с 2017—07—01
по 2020—06—30

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (далее — АИИС КУЭ), измерительные каналы (ИК) которых состоят из электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) и счетчиков электрической энергии, изготавливаемых по ГОСТ 31818.11.

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к АИИС КУЭ в части принципов системного построения, метрологических требований, влияния внешних воздействий, электромагнитной совместимости, правил приемки и методов испытаний, требований к эксплуатации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.601 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.610 Единая система конструкторской документации. Правила

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

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

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

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

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

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

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

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

Издание официальное

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

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

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

ГОСТ 12.2.007.3 Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности

ГОСТ 34.603 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 1983 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 15150 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 25980 Вибрация. Средства защиты. Номенклатура параметров

ГОСТ 27300 Информационно-измерительные системы. Общие требования, комплектность и правила составления эксплуатационной документации

ГОСТ 30804.4.2 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.3 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11 (IEC 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30805.22 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ 31818.11 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.11 (IEC 62053-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2

ГОСТ 31819.21 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.22 (IEC 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

ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии

ГОСТ IEC 61107—2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными

ГОСТ Р 8.596 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

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

ГОСТ Р 52069.0 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ Р 51317.6.5 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам

ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **автоматизированная информационно-измерительная система (АИИС)**: Функционально и информационно объединенная совокупность средств измерительной техники, средств автоматизации, каналов связи, специализированных программных средств, предназначенная для получения, регистрации, сбора, привязки к времени измерения, обработки, хранения, передачи по заданным правилам в другие системы измерительной информации, характеризующей охватываемый данной системой объект.

3.2 **система учета электрической энергии**: Совокупность информационно-измерительных комплексов учета электрической энергии, состоящих из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей, контроллеров связи, концентраторов, УСПД, ИВК, а также системы единого времени, предназначенной для измерения электрической энергии.

3.3 **коммерческий учет**: Система измерений объемов фактического производства и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке и сбора информации о них.

3.4 **регистрация результатов измерений**: Ручное или автоматическое первичное протоколирование («фиксация», запись на предназначенный для этой цели носитель) измеренных значений величин, полученных в результате прямых измерений.

Примечания

1 Прямое измерение — по [1].

2 Измеренное значение величины — по [2].

3 Время также является измеряемой величиной и, соответственно, может подлежать регистрации.

3.5 **прибор учета** (узел, система, АИИС): Средство измерений соответствующего вида, предназначенное для использования полученных с его помощью результатов измерений в целях учета.

Примечание — Приборы и системы учета могут включать в себя дополнительные технические и программные средства, предназначенные для выполнения требований, вытекающих из поставленной задачи учета (например, коммерческий учет количества и качества энергоресурса определенного вида, антивандальные функции и пр.).

3.6 **учет**: Сбор и обработка информации о наличии и использовании ресурсов различного вида для планирования, коммерческих расчетов, анализа производственных показателей и других целей управления.

3.7 **измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК)**: Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электрической энергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электрической энергии.

Примечание — Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, с выхода которых используются сигналы для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

3.8 **информационно-вычислительный комплекс (ИВК)**: Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК, их агрегирования, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

3.9 **информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)**: Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения

задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики и параметрирования средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

3.10 **устройство сбора и передачи данных (УСПД) (промышленный контроллер)**: Техническое средство ИВКЭ, предназначенное для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью [4], с возможностью установки в ограниченных пространствах при условии удобства их технического обслуживания.

3.11 **система обеспечения единого времени (СОЕВ)**: Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени.

Примечание — СОЕВ является техническим средством, которое выполняет законченную функцию синхронизации часов счетчиков электрической энергии и информационно-вычислительных комплексов со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC (SU) и имеет нормированные метрологические характеристики.

3.12 **служебная информация**: Данные, необходимые для контроля исправности технических средств коммерческого учета (результаты диагностики аппаратуры), и информация о внешних и внутренних событиях, влияющих на эти данные или качество функционирования технических средств коммерческого учета (электронные журналы событий программно-технических средств).

3.13 **точка учета (измерения)**: Место расположения и подключения приборов коммерческого учета на элементе электрической сети, в котором значение измерений физической величины используется в целях коммерческого учета.

3.14 **энергоустановка**: Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления электрической энергии.

3.15 **уровень иерархии**: Множество элементов иерархии в системе, находящихся на одном и том же расстоянии от начала иерархической структуры.

3.16 **электронный документ**: Документ, в котором информация представлена в электронно-цифровой форме.

3.17 **абонент**: Юридические лица, государственные, муниципальные и иные учреждения, индивидуальные предприниматели, объединения граждан (товарищества собственников жилья, садоводческие некоммерческие товарищества, потребительские и гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию у контрагентов для собственных нужд, целей предпринимательской деятельности и имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, присоединенные к электрической сети, а также физические лица, приобретающие электрическую энергию у контрагентов для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, и имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства.

3.18 **граница балансовой принадлежности**: Линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином, предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок.

3.19 **единство измерений**: По [1].

3.20 **Защита программного обеспечения (ПО) и данных от несанкционированного доступа и изменений**: Комплекс мер, направленных на предотвращение получения защищаемой информации, обнаружение, отображение и/или устранение сбоев (функциональных дефектов) и искажений, которые нарушают целостность ПО и данных, проводимых на техническом (аппаратном) и/или на программном уровнях.

3.21 **идентификационные данные (признаки) ПО**: По ГОСТ Р 8.654.

3.22 **идентификация ПО**: По ГОСТ Р 8.564.

3.23 **метрологически значимая часть ПО**: По ГОСТ Р 8.654.

3.24 **непреднамеренные изменения ПО**: По ГОСТ Р 8.654.

3.25 **преднамеренные изменения ПО**: По ГОСТ Р 8.654.

3.26 **целостность программного обеспечения данных**: По ГОСТ Р 8.654.

3.27 **измерение электрической энергии и мощности**: Совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения электрической энергии и мощности.

3.28 **класс точности счетчика электрической энергии**: По ГОСТ 31818.11.

3.29 **контрольная (инструментальная) проверка**: Проведение технической проверки состояния схем измерения и работы средств учета электрической энергии с использованием контрольно-диагностического оборудования и оформлением соответствующего акта.

3.30 **метрологические требования**: Требования к характеристикам (параметрам) средств измерений, влияющим на результат и показатели точности измерений, а также к условиям, при которых эти характеристики (параметры) должны быть обеспечены.

Примечание — Для каждого типа средств измерений устанавливают свои метрологические характеристики. Метрологические характеристики, устанавливаемые нормативными документами, называют нормируемыми метрологическими характеристиками, а определяемые экспериментально — действительными.

3.31 **протокол связи**: Набор соглашений интерфейса логического уровня, которые определяют обмен данными между различными программами.

3.32 **средства учета электрической энергии**: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электрической энергии (мощности), в том числе измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, телеметрические датчики, информационно-измерительные системы (ИИС) и их линии связи, и соединенных между собой по установленной схеме.

3.33 **устройство синхронизации системного времени (УССВ)**: Многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме, выполняющее синхронизацию времени от внешнего эталонного источника времени, поддержание (измерение) системного времени и синхронизацию времени программно-технических средств, входящих в систему учета электрической энергии, имеющих с УССВ интерфейсы аппаратного и информационного взаимодействия по заданному регламенту, а также может функционально входить в состав других элементов: УСПД, ИВК и т. п.

3.34 **электрическая подстанция (ПС)**: Энергоустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Примечание — В зависимости от преобладания той или иной функции они называются трансформаторными или преобразовательными.

3.35 **энергообъект**: Тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, гидроэлектростанции, электрические и тепловые сети Российской Федерации и организации, выполняющие работы применительно к этим объектам.

3.36 **IP-адрес**: Уникальный сетевой адрес узла в информационной сети, построенной по протоколу IP.

4 Технические требования

4.1 Общие требования к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электрической энергии

4.1.1 АИИС КУЭ следует создавать на границе балансовой принадлежности как иерархическую, территориально (географически) распределенную систему. В случае технической (технологической) невозможности установки АИИС КУЭ на границе балансовой принадлежности она может быть установлена в местах, максимально приближенных к границе балансовой принадлежности.

Допускается установка контрольных точек учета для выявления потерь и хищения электрической энергии, а также для замещающего учета в случае выхода из строя расчетного прибора учета.

4.1.2 В состав ИИК учета электрической энергии в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН).

4.1.3 При организации автоматизированного сбора данных с уровня ИИК на уровне ИВКЭ могут применяться УСПД, технические средства приема-передачи данных. Допускается организация автоматизированного сбора данных с уровня ИВКЭ без применения УСПД в соответствии с проектным решением. Пространственно распределенная структура расположения точек учета электрической энергии и централизованная обработка данных учета электрической энергии в центрах сбора и обработки данных (ЦСОД) предполагают реализацию иерархической структуры сбора данных учета электрической энергии. Такая структура должна обеспечить сбор и передачу данных учета электрической энергии от приборов учета в ЦСОД.

4.2 Общие требования к измерительно-информационному комплексу

4.2.1 Средства измерений (СИ), включаемые в состав ИИК, должны быть зарегистрированы в реестре СИ Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений и допущены к применению в Российской Федерации.

СИ должны соответствовать требованиям настоящего стандарта, иметь свидетельства о поверке и быть опломбированы в установленном порядке.

4.2.2 Конструкция измерительных вторичных цепей должна обеспечивать возможность опломбирования клемм вторичных цепей тока и напряжения, коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения ТН во включенном состоянии, если отключение невозможно (в том числе автоматическое), без разрушения пломб и знаков визуального контроля.

Подключение счетчиков электрической энергии трансформаторного включения следует осуществлять через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание вторичных цепей ТТ, отключение токовых цепей счетчика электрической энергии и цепей напряжения в каждой фазе счетчика электрической энергии при его замене или поверке, а также включение эталонного счетчика электрической энергии без отсоединения проводов и кабелей. Испытательные колодки должны обеспечивать возможность их опломбирования для исключения доступа к вторичным измерительным цепям.

4.2.3 Установку счетчиков электрической энергии и электропроводки к ним следует осуществлять в соответствии с требованиями [3].

В схеме ИИК должна быть предусмотрена возможность замены счетчика электрической энергии и подключения эталонного счетчика без прекращения передачи электрической энергии по элементам электрической сети, на которых установлен данный ИИК.

4.2.4 Метрологические характеристики ИИК при числе ИК в ИИК более одного следует нормировать для каждого ИК или для группы одинаковых по составу и диапазонам измерений ИК в виде границ интервалов допускаемых погрешностей при доверительной вероятности 0,95.

Границы допускаемой погрешности ИК должны быть заданы в техническом задании (ТЗ) и нормированы в эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Выбор масштабных (первичных) преобразователей напряжения и тока и приборов учета следует выполнять таким образом, чтобы границы погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 не превышали указанных в ТЗ на ИИК значений для возможных сочетаний в данной АИИС КУЭ значений напряжений, токов и углов сдвига фаз.

4.2.5 Рекомендуемые классы точности и характеристики СИ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Объект измерений	Класс точности, не ниже, для:			
	Счетчика активной энергии	Счетчика реактивной энергии	ТТ	ТН
Объекты сетевых предприятий				
Линии электропередачи 220 кВ и выше	0,2S	0,5 (1,0)	0,2S	0,2
Линии электропередачи и вводы 35—110 кВ	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Линии электропередачи и вводы 6—10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Отходящие линии и вводы 0,4 кВ	0,5	1,0	0,5	—
Потребители мощностью 100 МВт и более	0,2S	0,5 (1,0)	0,2S	0,2
Потребители мощностью > 670 кВА (до 100 МВА)	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Потребители мощностью < 670 кВА при присоединении к сетям:				
- 110 кВ и выше	0,5S	1,0	0,5S	0,5
- 6—35 кВ	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Потребители — граждане	2,0	—	0,5	—

4.2.6 Сопротивление вторичных цепей должно соответствовать диапазону вторичной нагрузки измерительных трансформаторов. Не допускается применение догрузочных резисторов во вторичных цепях измерительных трансформаторов.

4.3 Общие требования к масштабным (первичным) преобразователям тока и их вторичным цепям

4.3.1 Применяемые масштабные первичные преобразователи тока по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746. К измерительным ТТ могут быть подключены приборы учета электрической энергии с номинальным током меньшим, чем вторичный номинальный ток измерительного ТТ, при условии, что значение максимального вторичного тока в точке учета не превышает максимальный допустимый ток счетчика электрической энергии, а длительность воздействия максимального вторичного тока — допустимую длительность воздействия для данного типа счетчика электрической энергии.

4.3.2 Измерительные ТТ рекомендуется применять в сетях с напряжением 6 кВ и выше, а также в сетях с напряжением 0,4 кВ в тех случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность — более 35 кВт.

4.3.3 Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ, предназначенных для измерения и учета электрической энергии, должно быть не менее 2,5 мм^2 для меди и 4,0 мм^2 для алюминия.

Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте на ТТ.

4.3.4 Для обходного выключателя на напряжение 110 кВ и шиносоединительного (межсекционного) выключателя на напряжение 110 кВ, используемого в качестве обходного, с отдельно стоящими ТТ (имеющими не более трех вторичных обмоток), допускается включение токовых цепей счетчика электрической энергии совместно с цепями защиты при использовании промежуточных ТТ класса точности не более 0,5. При этом допускается снижение класса точности ТТ на одну ступень.

4.3.5 Для присоединения счетчиков электрической энергии допускается устанавливать дополнительные ТТ на линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше при отсутствии у ТТ вторичных обмоток для присоединения счетчиков электрической энергии.

4.3.6 Клеммные зажимы испытательного клеммника цепей учета должны обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей ТТ, отключение токовых цепей счетчика электрической энергии и цепей напряжения в каждой фазе счетчика электрической энергии при его замене или поверке, а также включение эталонного счетчика электрической энергии без отсоединения проводов и кабелей.

4.4 Общие требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

4.4.1 Для электропитания цепей напряжения измерительных элементов счетчиков электрической энергии следует применять трехфазные ТН или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из трех фаз.

Измерительные ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983.

4.4.2 Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков электрической энергии к ТН не должны быть более 0,25 % номинального вторичного напряжения для ТН классов точности 0,2 и 0,5 и более 0,5 % — для ТН класса точности 1,0.

Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета определяют расчетным путем, и оно не должно быть менее 1,5 мм^2 для меди.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей ТН следует выполнять экранированным кабелем таким образом, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

4.5 Общие технические требования к счетчикам электрической энергии

4.5.1 Основные положения

4.5.1.1 Счетчики электрической энергии, устанавливаемые в АИИС КУЭ для целей коммерческого учета электрической энергии, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23, ГОСТ IEC 61107.

4.5.1.2 Учет активной и реактивной электрической энергии трехфазного тока следует проводить трехфазными счетчиками электрической энергии, а учет активной электрической энергии однофазного тока — однофазными.

Для отсчета показаний счетчика электрической энергии и наблюдения за индикатором функционирования должно быть предусмотрено одно или несколько окон в корпусе счетчика электрической

энергии, изготовленных из прозрачного материала, удаление которых невозможно без их повреждения и/или без нарушения целостности пломб. В зависимости от конструкции счетчика электрической энергии допускается наличие в нем выносного дисплея.

Примечание — Счетчики сплит-исполнений должны быть укомплектованы выносным дисплеем.

4.5.1.3 Счетчики электрической энергии должны обеспечивать измерение потребляемой электрической энергии в течение всего срока службы счетчика. Энергонезависимое запоминающие устройство счетчика электрической энергии должно обеспечивать хранение запрограммированных параметров счетчика и сохранение данных учета при пропадании электропитания.

4.5.1.4 Информация, выводимая на дисплей счетчика электрической энергии, должна отображаться на русском языке и включать в себя текущее показание счетчика, текущий тариф, индикацию работоспособного состояния счетчика электрической энергии. Должна быть предусмотрена подсветка индикации при отсутствии питания. Должна быть предусмотрена индикация случаев вмешательства: дата и время вскрытия клеммной крышки, дата последнего перепрограммирования, аварийные ситуации.

Примечание — Для счетчиков сплит-исполнений допускается залитие крышки корпуса смолами, запаивание и т. п.

4.5.1.5 Счетчик электрической энергии должен нормально функционировать не позднее чем через 5 с после приложения номинального напряжения к зажимам счетчика. Должна быть предусмотрена защита данных учета и параметров счетчиков от несанкционированного доступа (электронные пломбы корпуса и клеммной крышки счетчика электрической энергии, пароль, аппаратная блокировка, голограмма и др.).

Также должна быть предусмотрена защита от воздействия магнитных полей на элементы счетчика электрической энергии с фиксацией в журнале событий.

Примечание — Для счетчиков сплит-исполнений защита от воздействия магнитных полей не требуется.

4.5.1.6 Срок эксплуатации батареи, встроенной в счетчик электрической энергии, должен быть указан в паспорте счетчика.

Для счетчиков, в которых невозможна замена батареи во время эксплуатации, срок эксплуатации встроенной батареи не должен быть менее срока эксплуатации счетчика электрической энергии.

Для счетчика электрической энергии, у которого возможна замена встроенной батареи во время эксплуатации, срок эксплуатации встроенной батареи не должен быть менее межповерочного интервала.

4.5.1.7 В счетчике электрической энергии должен быть предусмотрен контроль подключения измерительных цепей. Защита от несанкционированного доступа должна быть выполнена на техническом (аппаратном) и/или программном уровне.

Индикатор функционирования должен быть видим с лицевой стороны счетчика электрической энергии.

4.5.1.8 В счетчике электрической энергии должны быть встроенные календарь, испытательный выход и цифровой интерфейс связи, многотарифное меню (тарифные зоны должны быть программируемыми), часы реального времени. Точность хода часов реального времени должна быть не менее ± 5 с в сутки с возможностью автоматической коррекции. Скорость передачи данных СИ должна быть не менее 9600 бит/с. СИ должны функционировать в соответствии с заявленными заводом-изготовителем техническими характеристиками при значениях температуры, установленных в эксплуатационной документации.

4.5.1.9 Счетчики электрической энергии должны обеспечивать измерение электрической энергии нарастающим итогом и вычисление усредненной мощности за получасовые и часовые интервалы времени. На каждом установленном расчетном счетчике электрической энергии должны быть пломбы с клеймом поверителя на винтах, крепящих кожух счетчика электрической энергии, а на крышке колодки зажимов — пломба сетевой организации.

4.5.1.10 Межповерочный интервал для однофазных счетчиков электрической энергии должен быть не менее 16 лет, а для трехфазных — не менее 12 лет.

4.5.1.11 Средняя наработка на отказ счетчиков электрической энергии должна составлять не менее 100 000 ч.

4.5.1.12 Для выполнения измерений в точках учета с реверсивным режимом работы распределительной сети применяют СИ, с помощью которых проводят измерения в двух направлениях потока электрической энергии (далее — реверсивные СИ).

4.5.2 Требования к функциям счетчиков электрической энергии

4.5.2.1 Счетчики электрической энергии должны обеспечивать возможность хранения данных коммерческого учета и формирования профиля нагрузки с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 мин. для активной мощности.

4.5.2.2 Счетчики электрической энергии должны обеспечивать хранение профиля нагрузки с 30-минутным интервалом длительностью не менее 90 сут., данных по активной и реактивной электрической энергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров — не менее трех лет, для суточных значений длительность хранения должна составлять не менее 120 сут. Не допускается использование счетчиков электрической энергии без возможности замеров основных показателей качества электрической энергии. Число поддерживаемых счетчиком тарифов (дифференцированных по зонам суток) должно быть не менее четырех, тарифных расписаний — не менее 15.

4.5.2.3 Форматы и протоколы передачи данных по активной и реактивной электрической энергии должны быть, с учетом соблюдения требований обеспечения информационной безопасности, максимально открытыми, универсальными и позволять использовать их в составе программно-технических комплексов различных разработчиков, а также обеспечивать возможность передачи основных показателей качества электрической энергии и оперативных параметров.

4.5.2.4 Счетчики электрической энергии должны обеспечивать функцию ведения журнала событий с привязкой ко времени (не менее 100 записей).

4.5.2.5 В счетчиках электрической энергии прямого включения должна быть предусмотрена возможность дистанционного ограничения/отключения нагрузки посредством внешней команды по интерфейсной связи.

В счетчиках электрической энергии трансформаторного включения может быть предусмотрена возможность подключения внешнего реле и дистанционного ограничения/отключения нагрузки посредством внешней команды по интерфейсной связи.

4.5.2.6 В журналах событий приборов учета следует фиксировать:

- дату и время вскрытия клеммной крышки;
- дату и время вскрытия корпуса прибора учета;
- дату последнего перепрограммирования;
- изменения направления тока в фазных проводах;
- дату и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- изменение величины параметров качества электрической энергии;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- аварийные ситуации.

4.5.3 Требования к монтажу счетчиков электрической энергии

4.5.3.1 Работы по монтажу и наладке электротехнических устройств АИИС КУЭ следует проводить в соответствии с требованиями [3]—[9], соответствующих стандартов, технической документации и настоящего стандарта.

4.5.3.2 Сборочные и монтажные работы следует проводить в соответствии с правилами [9].

4.5.3.3 Монтаж счетчиков, используемых в целях формирования баланса электрической энергии и мощности, необходимо выполнять с учетом их работы при прямом и обратном подключении:

- прямой — поток мощности (энергии), направленный к шинам того класса напряжения, к ТН которого подключены цепи напряжения счетчика;
- обратный — поток мощности (энергии), направленный от шин того класса напряжения, к ТН которого подключены цепи напряжения счетчика.

4.5.3.4 Классы точности счетчиков, ТТ и ТН при прямом и обратном подключении должны быть одинаковы.

4.6 Общие требования для автоматизации удаленного снятия показаний счетчиков электрической энергии

Система учета электрической энергии для автоматизации удаленного снятия показаний счетчиков электрической энергии должна обеспечивать:

- выполнение в точках поставки электрической энергии измерений приращений активной и реактивной электрической энергии с дискретизацией от 1 до 60 мин.;

- автоматический сбор данных измерений с заданной периодичностью и хранение их в базе данных в течение 3,5 лет с периодическим резервированием на внешних носителях информации;
- снятие интервальных показаний (например, на начало суток, начало месяца) с контролируемых ИИК электрической энергии на единый момент времени;
- контроль полноты и объема собранной информации с ИИК;
- диагностику функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройку параметров выполнения измерений и иных действий, при этом в журнале событий это событие должно фиксироваться с указанием даты и времени;
- ведение системы единого времени, выработку текущего времени с погрешностью не более ± 5 с в сутки;
- измерение показателей качества электрической энергии;
- вычисление всех необходимых показателей энергопотребления, возможность изменения в процессе работы состава и числа учитываемых параметров, а также механизмов их вычислений, при этом в журнале событий это событие должно автоматически фиксироваться с указанием даты и времени;
- генерация аварийных сигналов оператору/пользователю при появлении ошибок опроса, событий в журнале опроса и т. д.

4.7 Требования к информационно-вычислительному комплексу электроустановки

4.7.1 ИВКЭ (УСПД) должны обеспечивать выполнение функций промежуточного сбора и хранения данных учета электрической энергии, оперативных параметров и основных показателей качества электрической энергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны быть совместимы с протоколами обмена данными. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

УСПД может выполнять расчетные функции по алгоритмам и сценариям и на основании расчетов направлять аварийные, информационные и управляющие команды в системы верхнего уровня и на исполнительные устройства.

4.7.2 ИВКЭ должны поддерживать интерфейсы связи со счетчиками электрической энергии либо иметь возможность подключения преобразователей для обеспечения необходимых интерфейсов.

ИВКЭ должны обеспечивать передачу данных в различные программно-аппаратные комплексы для их дальнейшей обработки и хранения.

4.7.3 Защиту ИВКЭ от несанкционированного доступа следует выполнять как на аппаратном уровне (опломбировка разъемов, функциональных модулей, промежуточных разветвителей в цепи интерфейса счетчиков электрической энергии и т. п.), так и на программном уровне (например, ограничение доступа к ИВКЭ).

Должна быть обеспечена возможность дистанционного параметрирования ИВКЭ, при этом в журнале событий автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

4.7.4 В ИВКЭ должна быть предусмотрена функция самодиагностики с фиксацией результата в журнале событий.

4.7.5 УСПД при размещении в электроустановках должны быть выполнены в едином корпусе и предназначены для функционирования в помещениях с повышенной опасностью. УСПД могут быть установлены в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т. п.).

УСПД должны обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) своего системного времени и времени счетчиков электрической энергии.

4.7.6 В УСПД должна быть предусмотрена индикация режима работы всех компонентов (питание, передача/прием информации в ИВК, соединение с сетью, самодиагностика/авария, активность каналов со счетчиками и т. п.).

4.8 Требования к информационно-вычислительному комплексу

4.8.1 ИВК сбора и обработки данных верхнего уровня должен осуществлять автоматический (по заданному регламенту) сбор данных учета по каналам связи от всех УСПД энергообъектов или счетчиков электрической энергии при отсутствии УСПД.

4.8.2 ПО ИВК должно быть обеспечено интерфейсом пользователя, включая вспомогательные и сервисные функции.

4.8.3 Требования к функциям информационно-вычислительного комплекса

ИВК сбора и обработки данных должен обеспечивать:

- осуществление коррекции хода часов элементов системы учета [сервера базы данных (БД), микропроцессорных счетчиков электрической энергии и других преобразователей] посредством СОЕВ (УССВ), получающего данные о точном времени от датчиков;
- накопление учетных значений физических величин в БД персонального компьютера ЦСОД не менее чем за последние 3,5 года с возможностью последующей записи информации для архивного хранения;
- формирование каналов группового контроля и учета с произвольным числом входящих в группу каналов прямых измерений;
- автоматическое ведение протокола регистрации значимых событий по фактам срабатывания средств аварийной и технологической сигнализации;
- контроль полноты и объема собранной информации с ИИК;
- формирование различных видов отчетов: за сутки, месяц, произвольно выбранный период, по одному или группе каналов. Информация в отчетах должна быть представлена в табличной и/или графической формах и позволять также проводить аналитическую обработку данных по выбранным измерительным каналам с последующим выводом на печать;
- защиту от несанкционированного доступа к ИВК на аппаратном и/или программном уровнях;
- диагностирование работоспособности оборудования и линий связи;
- автоматический и по запросу пользователя сбор технологической информации;
- возможность индивидуального и группового удаленного конфигурирования ИИК и ИВКЭ, включая параметрирование тарифных расписаний счетчиков;
- возможность индивидуального и группового управления нагрузкой (отключение и ввод ограничения мощности) по команде пользователя;
- операции по изменению параметров ИИК, в том числе групповые (смена тарифного расписания, изменение информации, отображаемой на дисплее счетчика, настройка каналов учета, отклонение/ограничение потребителей).

4.8.4 Требования к каналам связи

4.8.4.1 Сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос — ответ» в автоматическом и автоматизированном (по запросу) режимах должны осуществляться по каналам связи.

4.8.4.2 Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами автоматизированных систем.

Каналы связи должны обеспечивать работоспособное состояние в любой момент времени, кроме планируемых периодов обслуживания каналов связи.

Примечание — Допускается временная задержка передачи данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний, не превышающей 50-процентного интервала автоматического сбора данных, установленного в технической документации на АИИС КУЭ.

4.8.4.3 При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей. Рекомендуемое ранжирование каналов связи по приоритетности использования представлено в таблице 2.

Таблица 2

Объект учета	Канал связи									
	ИИК — ИВКЭ (ИВК)					ИВКЭ — ИВК				
	RS-485	PLC	Ethernet	Радиоканал	GSM/GPRS	Радиоканал	GSM /GPRS	Спутниковая связь	Ethernet	Коммутируемые каналы
ПС 110,35 кВ	1	—	2	3	4	2	4	5	1	3
ТП 6,10 кВ	2	1	3	4	5	2	3	—	1	—
Многоквартирные жилые дома	4	1	3	2	5	3	2	—	1	4
Частные дома	—	1	-	2	3	—	—	—	—	—

4.8.4.4 Необходимость резервного канала связи и выбор одного из каналов связи в качестве основного должны быть определены на этапе разработки проекта сбора данных учета электрической энергии, исходя из цикла опроса и объема передаваемых данных.

Допускается использование сотовой мобильной связи в качестве основного канала связи в случае отсутствия других каналов связи, обеспечивающих соединение.

4.8.5 Требования к режимам функционирования автоматизированного сбора данных учета электрической энергии

4.8.5.1 Автоматизированный сбор данных учета электрической энергиии от ИИК проводится согласно заданному регламенту опроса. Кроме автоматического сбора данных должен быть обеспечен сбор данных по отдельным разовым запросам к счетчику электрической энергии с указанием конкретного вида запрашиваемых данных.

4.8.5.2 При реализации дистанционного сбора данных должен быть обеспечен общий доступ к СИ.

4.8.5.3 При отсутствии каналов связи допускается использование локального способа сбора данных учета электрической энергии с помощью устройств локального сбора данных (пульт, портативный компьютер и др.) с интеграцией данных на верхнем уровне.

4.8.6 Требования к используемым интерфейсам и протоколам обмена данными

4.8.6.1 Для обеспечения дистанционной передачи всех данных однофазные счетчики в системе учета должны быть оборудованы одним или несколькими цифровыми интерфейсами.

4.8.6.2 В УСПД должна быть предусмотрена возможность сбора информации со счетчиков электрической энергии, передачи информации на ИИК ВУ, объединения в сеть с другими устройствами по цифровому интерфейсу RS-485, RS-232 и др., а также возможность выхода в локальную сеть Ethernet и программируемый IP-адрес.

4.8.6.3 Для прокладки цифровых интерфейсов счетчиков электрической энергии с целью организации удаленного сбора данных используют кабели, предназначенные для промышленных сетей, построенных в соответствии со стандартом EIARS-485 (RS-485), RS-422. Запрещается применять кабели с неэкранированной витой парой. Кабели цифровых интерфейсов счетчиков электрической энергии необходимо прокладывать с использованием разветвителей интерфейса. Кабельная линия при прокладке вне помещения должна быть защищена устройством грозозащиты с двух сторон.

Совместная прокладка кабелей цифровых интерфейсов и силовых кабелей не допускается, за исключением прокладки в кабельных каналах и полуэтажах на разных уровнях.

Цифровые счетчики электрической энергии должны иметь открытые протоколы обмена данными по цифровым интерфейсам, использующимся в данном АИИС КУЭ, соответствующие стандарту [10]. Протоколы должны быть полными, с текстовым описанием на русском языке, позволяющими специалистам их реализовать.

В качестве протокола связи УСПД с ИВК ВУ системы учета электрической энергии необходимо использовать существующие открытые протоколы интерфейса верхнего уровня системы учета, протоколы счетчиков электрической энергии.

Протоколы обмена данными в реальном времени между компонентами системы учета определяют при разработке системы учета.

Примечания

1 Протоколы и описания должны распространяться на безвозмездной основе и размещаться в открытом доступе.

2 Протоколы одного и того же типа счетчика электрической энергии, но разных версий и/или года выпуска, должны быть совместимы.

4.8.7 Требования к программному обеспечению

4.8.7.1 ПО должно сопровождаться документацией, соответствующей руководящему документу [11].

Документация должна полно и однозначно описывать назначение, основные функции, структуру и другие необходимые параметры и характеристики ПО.

4.8.7.2 ПО микропроцессорных счетчиков электрической энергии и УСПД является встроенной составной компонентой этих устройств и поставляется в их составе предприятиями-изготовителями.

4.8.7.3 ПО ИВКЭ и ИВК АИИС КУЭ должно включать в себя:

- системное ПО;
- специализированное ПО;
- служебное специализированное ПО.

4.8.7.4 Специализированное ПО ИВК должно выполнять все задачи, решаемые на верхнем уровне, и обеспечивать:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии схем и СИ;
- контроль полноты и достоверности данных;
- замещение и коррекцию недостоверных данных;
- ручной ввод недостающих данных;
- хранение результатов измерений, состояний схем и СИ в базе данных;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных по электронной почте оператору и другим заинтересованным субъектам (организациям);
- возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи пользователям и другим заинтересованным субъектам результатов измерений и данных о состоянии средств и схем измерений;
- ведение системного времени и календаря (переход на летнее и зимнее время);
- синхронизацию и коррекцию единого времени в АИИС КУЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0;
- конфигурирование (параметрирование) технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным.

4.8.7.5 Системное ПО, функции и состав специализированного ПО ИВКЭ должны быть указаны в проектной документации на АИИС КУЭ.

4.8.7.6 Системное ПО ИВК должно включать в себя лицензионные операционные системы, лицензионное офисное ПО, а также лицензионное ПО систем управления БД.

4.8.7.7 Служебное специализированное ПО должно включать в себя программы настройки и параметрирования микропроцессорных счетчиков и УСПД.

4.8.7.8 Длительность хранения данных ИВК должна составлять не менее 3,5 лет.

4.8.7.9 Программный комплекс должен использовать единые классификаторы объектов БД, фиксировать замену счетчиков электрической энергии в точках учета, задавать режимы их опроса, обеспечивать корректность данных и параметров, считываемых со счетчиков и помещаемых в БД, а также непрерывность и полноту данных в БД.

4.8.7.10 Для СИ, применяемых в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, на этапе разработки рекомендуется выделение метрологически значимой части ПО (подпрограммы, процедуры, функции и т. д., которые используются при обработке данных измерений или влияют на них либо используются в таких вспомогательных функциях как защита и идентификация ПО), то есть выделение той его части, которая подлежит оценке соответствия.

4.8.7.11 Для проверки соответствия ПО установленным при подтверждении соответствия требованиям, а также для подтверждения его целостности и подлинности в технической документации на ПО должно быть приведено указание о необходимости его идентификации.

4.8.7.12 Идентификационные данные (признаки) должны иметь структуру, которая определяет метрологически значимое и метрологически незначимое ПО. При отсутствии или невозможности такого разделения ПО идентификации подлежит все ПО СИ.

4.8.7.13 Метрологически значимое ПО должно быть разработано таким образом, чтобы его невозможно было подвергнуть искажающему воздействию через интерфейсы пользователя и другие интерфейсы.

4.8.7.14 ПО должно содержать средства защиты и обнаружения, отображения и/или устранения сбоев (функциональных дефектов) и искажений, которые нарушают целостность метрологически значимой части ПО и данных.

4.8.7.15 ПО должно иметь возможность прямого доступа к просмотру и изменению параметров счетчика электрической энергии и УСПД по существующим коммуникационным каналам без использования дополнительных программных средств.

4.8.7.16 Диагностические сообщения АИИС КУЭ о случаях вмешательства пользователей и сообщения при запуске, решении задач ПО, а также при работе пользователей с информационным обеспечением должны быть унифицированы. Конкретные требования к перечню и форме сообщений должны быть установлены в технической документации на АИИС КУЭ конкретного типа (вида).

4.8.7.17 В ПО может быть предусмотрена возможность обновления (загрузки), требуемого, например, при обнаружении и исправлении ошибок в ПО, при расширении/модификации его функций, при обновлении служебных программных модулей.

4.8.7.18 ПО может быть обновлено с помощью известных интерфейсов связи.

4.8.7.19 Модули ПО, обеспечивающие обновление, должны быть недоступны для их обновления и содержать функции, обеспечивающие проверку соответствия требованиям по загрузке ПО.

4.8.7.20 Обновление ПО не должно приводить к изменению или нарушению уровня его защиты. Процесс загрузки не должен влиять на функционирование метрологически значимых функций ПО.

4.8.7.21 ПО, в котором может быть обеспечена возможность обновления, должно содержать средства проверки подлинности загружаемого ПО и может быть обновлено только после получения результатов проверки его подлинности.

4.8.7.22 В случаях, когда метрологически значимое ПО использует данные, полученные вне места проведения измерений, возможны передача и хранение таких данных в незащищенной среде. В таких случаях к ПО и данным необходимо предъявлять следующие требования:

- сохраняемые или передаваемые данные должны содержать необходимую информацию об измерении, в процессе которого они были получены;
- данные должны быть защищены с помощью средств, обеспечивающих их подлинность и целостность;
- ПО должно содержать средства защиты данных от прерывания передачи. В случае повреждения сети передачи данные не должны быть потеряны.

4.8.7.23 Прикладное ПО верхнего уровня АИИС КУЭ определяется ее назначением и в общем случае должно обеспечивать решение следующего комплекса задач:

- коммерческие задачи — обеспечение расчетов за отпущенную/потребленную электрическую энергию между субъектами рынка электрической энергии (в перспективе) за расчетный период;
- задачи оперативного контроля электрической энергии и мощности по точкам и объектам учета;
- балансные задачи — обеспечение расчетов оперативных балансов электрической энергии и мощности по каждому объекту и субъекту учета;
- задачи общих потерь — определение фактических балансных потерь электрической энергии и мощности по объектам и субъектам учета;
- задачи технических потерь — обеспечение расчетов по электрической энергии фактических потерь в силовых трансформаторах и линиях электропередачи (технические потери составляют часть общих, но в частном случае могут совпасть с общими потерями);
- задачи ограничения и регулирования — обеспечение системного ограничения потребления электрической энергии и мощности и регулирования нагрузки потребителей-регуляторов;
- задачи технического контроля — обеспечение контроля технического состояния компонентов системы учета электрической энергии.

4.8.7.24 Периодичность решения коммерческих задач должна определяться величиной расчетного периода, установленного нормативным правовым актом или договором, а также действующей тарифной системой с учетом дифференцированных тарифов по зонам суток.

5 Метрологическое обеспечение

5.1 Федеральный государственный метрологический надзор за СИ и учета электрической энергии осуществляется органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти согласно их компетенции в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

5.2 Единство измерений должно быть обеспечено:

- метрологической экспертизой — на стадии разработки ТЗ на АИИС КУЭ;
- метрологической экспертизой рабочего проекта — на стадии проектирования АИИС КУЭ;
- проведением государственных приемочных и контрольных испытаний, испытаний с целью утверждения типа СИ и первичной поверкой АИИС КУЭ на стадии изготовления;
- периодической поверкой — на стадии эксплуатации АИИС КУЭ;

5.3 Метрологическому надзору подлежит АИИС КУЭ и СИ, входящие в ее состав.

Каждый установленный ИИК коммерческого учета должен иметь паспорт-протокол. В случае замены СИ, входящих в состав ИИК, соответствующую информацию вносят в паспорт-протокол ИИК и проводят проверку измерительного канала, в котором была проведена замена СИ.

5.4 Измерения количества электрической энергии ИИК, АИИС КУЭ (за исключением ИИК и АИИС КУЭ, состоящих из ИИК, установленных в отношении энергопринимающих устройств потребителей розничного рынка электрической энергии, присоединенных к электрическим сетям напряжением 10 кВ и ниже) в целях коммерческого учета должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам измерений. Аттестация методики измерения должна быть осуществлена юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем, аттестованным в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

5.5 Методика измерения (ММИ) электрической энергии (мощности) может быть разработана на основе типовой методики выполнения измерений [12].

Методика расчета потерь при несовпадении точки измерений и точки поставки может входить в состав ММИ. ММИ потерь рекомендуется разрабатывать в виде отдельного документа.

6 Требования по эксплуатации

6.1 Общие требования по эксплуатации

6.1.1 Условия эксплуатации оборудования АИИС КУЭ должны соответствовать указанным в эксплуатационной документации на технические средства конкретного типа, входящие в состав АИИС КУЭ, и АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

6.1.2 К техническому обслуживанию, эксплуатации, монтажу (демонтажу) и ремонту АИИС КУЭ и ее составных частей должны быть допущены лица, прошедшие специальное обучение и/или аттестацию в установленном порядке.

6.1.3 Персонал должен обеспечивать правильность функционирования всех технических средств и выполнять все работы по обслуживанию и оперативному восстановлению функционирования оборудования.

6.2 Требования к эксплуатационной документации

Основным эксплуатационным документом на АИИС КУЭ конкретного вида (типа) является руководство по эксплуатации (РЭ), которое должно включать в себя:

- перечень СИ, входящих в состав ИИК, с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- инструкции пользователя ИВК и АРМ;
- паспорта-протоколы ИИК;
- перечень ИИК и/или ИВКЭ с указанием параметром каналов связи на уровень ИВК;
- схему подключения счетчика электрической энергии, ТТ и ТН;
- паспорта на оборудование ИИК (кроме паспортов и РЭ на покупные изделия);
- однолинейную схему присоединения к внешней электрической сети с указанием названий и уровней напряжения шин внешних подстанций, предполагаемых групп точек поставки, мест подключения приборов коммерческого учета, измерительных трансформаторов напряжения и границ балансовой принадлежности, заверенной представителями смежных владельцев электрических сетей;
- данные по максимальной нагрузке и установленной мощности трансформатора;
- исходные данные, методику и результаты расчета границ суммарной погрешности СИ;
- инструкции по техническому обслуживанию АИИС КУЭ;
- перечень настроек параметров каждого типа оборудования для технологического персонала.

7 Требования безопасности

7.1 Комплекс технических средств (КТС) по требованиям защиты человека от поражения электрическим током должен относиться к классу I в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0.

7.2 КТС при монтаже, наладке, обслуживании и ремонте должен соответствовать ГОСТ 12.2.003, а также в части:

- электробезопасности — ГОСТ Р 12.1.019, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.038, ГОСТ 12.2.007.0;
- пожаробезопасности — ГОСТ 12.1.004, [14], [15];
- создаваемых при работе шумов — ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.023;
- создаваемых при работе электромагнитных полей радиочастот — ГОСТ 12.1.006, электростатических полей — ГОСТ 12.1.045, электрических полей промышленной частоты — ГОСТ 12.1.002.

7.3 ТТ и ТН при эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 12.2.007.3. Один из выводов вторичных обмоток ТТ и ТН должен быть заземлен.

7.4 В обслуживаемых помещениях КТС и на автоматизированных рабочих местах персонала должны быть ограничены следующие опасные и вредные производственные факторы:

- электромагнитные, электростатические и электрические поля соответственно по ГОСТ 12.1.006, ГОСТ 12.1.045, ГОСТ 12.1.002;
- вибрация — по ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 25980.

8 Требования к электромагнитной совместимости

СИ и другая аппаратура АИИС КУЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 30804.4.2, ГОСТ 30804.4.3, ГОСТ 30804.4.11, ГОСТ 30805.22 и ГОСТ Р 51317.6.5.

Требования к электромагнитной совместимости СИ и другой аппаратуры АИИС КУЭ должны быть установлены в технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа), а также на СИ и другую аппаратуру, входящие в АИИС КУЭ.

9 Комплектность

9.1 В комплект АИИС КУЭ должны входить РЭ и паспорт-формуляр. РЭ и паспорт-формуляр должны соответствовать требованиям ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.610.

9.2 Комплектность АИИС КУЭ должна быть установлена в технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

9.3 Эксплуатационная документация, входящая в комплект АИИС КУЭ, должна соответствовать требованиям ГОСТ 27300 и настоящего стандарта.

10 Правила приемки

Общие требования к испытаниям АИИС КУЭ — по ГОСТ 34.603, в соответствии с которым автоматизированные системы должны подвергаться следующим видам испытаний:

- предварительные автономные и комплексные;
- опытная эксплуатация;
- приемочные.

Предварительные автономные и комплексные испытания АИИС КУЭ следует выполнять после проведения исполнителем (подрядчиком) наладки и тестирования программных и технических средств АИИС КУЭ и представления им соответствующих документов об их готовности к испытаниям.

Программа и методика испытаний должны быть разработаны с учетом требований настоящего стандарта и технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

11 Методы испытаний

11.1 Основные положения

11.1.1 Общие требования к испытаниям АИИС КУЭ — по ГОСТ 34.603 и настоящему стандарту.

11.1.2 Испытания АИИС КУЭ проводят с целью проверки выполнения заданных функций АИИС КУЭ, определения и проверки соответствия требованиям ТЗ количественных и/или качественных характеристик, выявления и устранения недостатков в разработанной документации.

Испытания АИИС КУЭ следует проводить в условиях, установленных в РЭ на АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

11.2 Проверку АИИС КУЭ на соответствие требованиям конструкторской документации, комплектности, упаковки составных частей АИИС КУЭ проводят внешним осмотром и/или сличением с чертежами и другой конструкторской документацией на компоненты (составные части) АИИС КУЭ.

При внешнем осмотре проверяют:

- отсутствие механических повреждений, следов перегрева или короткого замыкания на корпусах технических средств;
- отсутствие повреждений соединительных проводов и кабелей;
- отсутствие повреждений лакокрасочных покрытий;

- разъемы и соединительные колодки, которые не должны иметь видимых повреждений, деталей с отсутствующим или ослабленным креплением;
- наличие пломб на СИ, сервере и/или АРМ;
- наличие пломб на всех связующих компонентах, по которым передается измерительная информация, в точках, в которых возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений.

Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и упаковка всех компонентов (составных частей) АИИС КУЭ соответствуют требованиям конструкторской документации.

11.3 Проверку качества монтажных работ осуществляют путем выборочного визуального осмотра маркировки подключенных к счетчикам электрической энергии кабелей связи с ТТ и ТН, выборочной проверкой указанных подключений с помощью мультиметра на соответствие требованиям настоящего стандарта и технического задания на АИИС КУЭ, а также проверкой надежности фиксации болтовых, винтовых, клеммных и прочих соединений, в том числе коннекторов информационных линий связи между компонентами (составными частями) АИИС КУЭ.

Результаты проверки монтажа считают положительными, если:
- монтаж оборудования АИИС КУЭ соответствует конструкторской документации;
- подключение кабелей соответствует таблицам соединений и подключений;
- болтовые, винтовые, клеммные и другие соединения обеспечивают надежную фиксацию.

11.4 Определение работоспособности АИИС КУЭ в части функционального назначения осуществляют проверкой:
- отображения счетчиками электрической энергии информации о потребленной активной и/или реактивной энергии;
- обеспечения единого системного времени;
- глубины хранения информации;
- индикации наличия напряжения на жидкокристаллическом дисплее счетчика электрической энергии;
- отсутствия аварийных сигналов на жидкокристаллическом дисплее счетчика электрической энергии.

11.5 Проверки по 11.4 следует осуществлять в соответствии с указаниями, приведенными в РЭ и технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

11.6 Оценка функциональной полноты автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии — возможности проведения измерения приращений электрической энергии

При проведении оценки функциональной полноты АИИС КУЭ следует проверить:
- наличие требований к измерению приращений активной и/или реактивной электрической энергии на счетчике электрической энергии в УСПД и на сервере ПО ИВК в соответствии с ТЗ на разработку АИИС КУЭ;
- наличие технических решений по реализации требований измерения приращений активной и/или реактивной электрической энергии на счетчике электрической энергии, в УСПД, на сервере ПО ИВК в соответствии с конструкторской документацией на АИИС КУЭ;
- наличие информации о возможности измерения приращений активной и/или реактивной электрической энергии на счетчике электрической энергии в соответствии с РЭ на счетчик электрической энергии;
- наличие информации о возможности хранения в УСПД измеренных приращений активной и/или реактивной электрической энергии в соответствии с РЭ на УСПД;
- наличие информации о возможности хранения на сервере измеренных приращений активной и/или реактивной электрической энергии в соответствии с руководством пользователя ПО ИВК;
- возможность измерения приращений активной и/или реактивной электрической энергии счетчиком электрической энергии;
- возможность хранения измеренных приращений активной и/или реактивной электрической энергии в УСПД;
- возможность хранения измеренных приращений активной электрической энергии на сервере ПО ИВК.

Кроме того, следует провести сверку данных на электросчетчике, в УСПД и на сервере ПО ИВК до целых значений кВт·ч за выбранный период времени.

Результаты проверки функциональной полноты АИИС КУЭ — возможности проведения измерения приращений электрической энергии считают положительными, если все перечисленные виды проверок реализованы.

11.7 Проверка защиты информации в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электрической энергии от несанкционированного доступа

При проверке защиты информации в АИИС КУЭ от несанкционированного доступа следует проверить:

- наличие требований защиты от несанкционированного доступа к информации в счетчике электрической энергии, УСПД, канале связи и ПО ИВК в соответствии с ТЗ на разработку АИИС КУЭ;
- наличие технических решений по реализации требований защиты от несанкционированного доступа к информации в счетчике электрической энергии, УСПД, канале связи и ПО ИВК в соответствии с конструкторской документацией на АИИС КУЭ;
- наличие информации о возможности защиты от несанкционированного доступа к информации в счетчике электрической энергии в соответствии с РЭ на счетчик электрической энергии;
- наличие информации о возможности защиты от несанкционированного доступа к информации в УСПД в соответствии с РЭ на УСПД;
- наличие информации о возможности защиты от несанкционированного доступа к информации в ПО ИВК в соответствии с руководством пользователя ПО ИВК.

Результаты проверки защиты информации от несанкционированного доступа считают положительными, если:

- не удается установить связь со счетчиком электрической энергии при неправильном логине и пароле;
- удается установить связь со счетчиком электрической энергии при правильном логине и пароле;
- не удается установить связь с УСПД при неправильном логине и пароле;
- удается установить связь с УСПД при правильном логине и пароле;
- не удается считать результаты измерений с ПО ИВК при неправильном логине и пароле;
- удается считать результаты измерений с ПО ИВК при правильном логине и пароле.

11.8 Испытания на электромагнитную совместимость проводят в соответствии с ГОСТ 30804.4.2, ГОСТ 30804.4.3, ГОСТ 30804.4.11, ГОСТ 30805.22.

12 Гарантии изготовителя

12.1 Изготовитель гарантирует соответствие АИИС КУЭ и ее составных частей требованиям настоящего стандарта и технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа) при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

12.2 Гарантийный срок эксплуатации АИИС КУЭ и ее составных частей должен быть не менее 60 мес. с момента ввода в эксплуатацию и установлен в технической документации на АИИС КУЭ конкретного вида (типа).

12.3 Гарантийный срок хранения АИИС КУЭ и ее составных частей — 6 мес. с момента изготовления.

Библиография

[1] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ (ред. от 13 июля 2015 г.) «Об обеспечении единства измерений»

[2] РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[3] ПУЭ (6-е издание) Правила устройства электроустановок, утверждены Главтехуправлением, Госэнергонадзором Минэнерго СССР 5 октября 1979 г.

[4] ПУЭ (7-е издание) Правила устройства электроустановок, утверждены приказом Минэнерго России от 8 июля 2002 г. № 204

[5] СНиП 3.05.06—85 Электротехнические устройства, утверждены постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства от 11 декабря 1985 г. № 215

[6] СНиП 12-03—2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования, утверждены Государственным комитетом РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу, постановление от 23 июля 2001 г. № 80

[7] СНиП 12-04—2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство, утверждены Государственным комитетом РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу, постановление от 17 сентября 2002 г. № 123

[8] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6

[9] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. № 328

[10] МЭК 62056-1-0—2014 Обмен данными при измерении энергопотребления. Комплект DLMS/COSEM. Часть 1-0. Основы стандартизации интеллектуального измерения

[11] РД 50-34.698—90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов

[12] РД 34.11.334—97 Типовая методика выполнения измерений электрической мощности, утверждена РАО «ЕЭС России» 15 мая 1997 г.

[13] Методика «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», утверждена приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 (в редакции приказа Минэнерго РФ от 1 февраля 2010 г. № 36)

[14] РД 153-34.0-49.101—2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий, утверждена Правлением ОАО РАО «ЕС России» 21 мая 2003 г.

[15] НПБ 114—2002 Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования, утверждены приказом МЧС России от 23 декабря 2002 г. № 600

УДК 621.317.785:006.354 ОКС 17.220.20 ОКП 42 2000

Ключевые слова: автоматизированные информационно-измерительные системы контроля и учета электрической энергии, счетчики электрической энергии, общие технические условия

Редактор *М.С. Макушкина*
Корректор *Е.Р. Ароян*
Компьютерная верстка *Ю.В. Поповой*

Сдано в набор 14.11.2016. Подписано в печать 06.12.2016. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,48. Тираж 31 экз. Зак. 3037.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Набрано в ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995, Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru