**Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»**




**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**

**СТО 70238424.17.220.20.003-2011**

# АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС УЭ) УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

**Дата введения – 2011-12-01**

Издание официальное

**Москва**
**2011**

gost.e-ecolog.ru

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

## Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказ НП «ИНВЭЛ» от 01.11.2011 № 109/4

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2011

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

# Содержание

1 Область применения ..... 1
2 Нормативные ссылки ..... 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ..... 3
4 Обозначения и сокращения ..... 4
5 Основные положения ..... 5
6 Требования к созданию (модернизации) АИИС УЭ ..... 6
7 Стадии создания АИИС УЭ, требования к составу и содержанию работ, проектным и техническим документам ..... 16

## Введение

Стандарт организации «Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ). Условия создания. Нормы и требования» разработан с учетом положений Федеральных законов № 35-ФЗ и № 36-ФЗ в целях обеспечения нормативно-правового и нормативно-технического регулирования процессов, связанных с созданием (модернизацией) АИИС УЭ электроэнергетических объектов ЕЭС России в условиях функционирования Оптового и Розничных рынков электроэнергии (мощности), нормативно-методического обеспечения (регламентирования) организационно-технологических процессов, связанных с выполнением работ по созданию (модернизации) АИИС УЭ электроэнергетических объектов, а также для создания нормативно-правовой базы для унификации, типизации и стандартизации подходов по построению систем и программно-технических комплексов (ПТК) при разработке, проектировании, внедрении и развитии АИИС УЭ.

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**

# АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС УЭ) УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

**Дата введения – 2011-12-01**

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет единые правила, нормы и требования к автоматизированным информационно-измерительным системам учета электроэнергии электростанций и трансформаторных подстанций всех классов напряжения, а также Центров сбора информации АИИС УЭ, организуемые в структурах управления генерирующих и сетевых компаний.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и реконструкции автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения сетевыми, генерирующими, научно-исследовательскими, проектными, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями и компаниями.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Порядок функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности), утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)»

Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»

Правила функционирования розничных рынков электрической энергии, утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков

электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»

ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

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

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 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ Р 52321-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2

ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 2I. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений.

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие приведенных в нем ссылочных стандартов в информационной системе общего

пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который публикуется по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 3 Термины, определения, обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены термины по СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) субъекта:** Совокупность функционально объединенных информационно-измерительных комплексов точек учета, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта.

3.1.2 **журнал событий:** Массив информации, формируемый счетчиком, УСПД и ИВК ЦСОД, характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства (комплекса) с привязкой к календарному времени.

3.1.3 **информационно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС УЭ субъекта (ИВК):** Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора данных от ИВКЭ, диагностики, обработки и хранению информации по учету электроэнергии по всем точкам поставки субъекта, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны заинтересованных организаций.

3.1.4 **информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ):** Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств АИИС УЭ электроустановки (или группы электроустановок) для решения задач сбора данных от счетчиков электроэнергии ИИК, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии, а также передачи информации в Центр сбора информации субъекта.

3.1.5 **информационно-измерительный комплекс (ИИК) точки учета/поставки:** элемент АИИС УЭ электроустановки, включающий измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчик электрической энергии и электрические цепи между ними и выполняющий функцию измерения электрической энергии/мощности.

3.1.6 **система обеспечения единого времени (СОЕВ):** Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в АИИС УЭ. Выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Охватывает элементы АИИС УЭ, выполняющие функции измерения, синхронизации или поддержания времени (интервалов времени).

3.1.7 **стадия создания автоматизированной системы:** Одна из частей процесса создания системы, установленная нормативными документами и заканчивающаяся выпуском документации на систему, содержащей описание полной, в рамках заданных требований, модели системы на заданном для данной стадии уровне, или изготовлением несерийных компонентов системы, или приемкой системы в промышленную эксплуатацию.

3.1.8 **техническое задание на автоматизированную систему (ТЗ):** Исходный технический документ, определяющий основные исходные данные и устанавливающий комплекс технических требований к создаваемой автоматизированной системе, а также требования к содержанию отчетной документации и объему работ.

3.1.9 **технорабочий проект автоматизированной системы:** Комплект проектных документов автоматизированной системы, утвержденный в установленном порядке и содержащий решения в объеме технического проекта и рабочей документации на автоматизированную систему.

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения и обозначения:

АИИС – автоматизированные информационно-измерительные системы;

АИИС КУЭ – автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии;

АИИС ТУЭ – автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета электроэнергии;

АИИС КТУЭ – автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии;

АИИС УЭ – автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки;

ИИК – информационно-измерительный комплекс;

МВИ – методика выполнения измерений;

СОЕВ – система обеспечения единого времени;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

ТРП – технорабочий проект;

УСВ – устройство синхронизации времени;

ЦСОД – центр сбора и обработки данных.

## 5 Основные положения

5.1 АИИС УЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 24.104 и выполнять следующие основные функции:

- автоматическое измерение электроэнергии и мощности в точках поставки и в точках учета с соблюдением требований [2], привязку всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени;
- обеспечение требуемой точности и достоверности учета электроэнергии и мощности при ее производстве, передаче и потреблении;
- формирование информации, необходимой для всех видов учета (коммерческого и технического) электроэнергии и мощности, а также для осуществления финансовых расчетов между продавцами и покупателями электроэнергии по любым видам тарифов и передачу ее заинтересованным организациям;
- формирование информации для оперативного мониторинга графиков производства, передачи и потребления электроэнергии;
- формирование информации для контроля состояния средств и схемы измерения электроэнергии и мощности и хранение накопленной измерительной информации сроком не менее 3,5 лет;
- формирование необходимых отчетных и аналитических документов.

5.2 Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ) должны обеспечивать автоматизацию:

- коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и охватывающие все точки коммерческого учета (точки поставки) объекта;
- технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ) и охватывающие все точки технического учета объекта;
- коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КТУЭ), охватывающие все точки коммерческого и технического учета объекта.

5.2.1 АИИС КУЭ должна обеспечивать требуемой учетной информацией о функционировании энергетического объекта оптовый и розничные рынки электроэнергии.

5.2.2 АИИС ТУЭ должна обеспечивать:

- учет и мониторинг расхода электроэнергии по элементам собственных и хозяйственных нужд электростанций и подстанций;
- расчет баланса электроэнергии в электрических сетях электростанций и подстанций;
- учет и мониторинг потерь электроэнергии в электрических сетях электростанций и подстанций,
- расчет балансов электроэнергии во внутренних электрических сетях сетевых организаций;
- учет и мониторинг потерь электроэнергии во внутренних электрических сетях сетевых организаций;
- решение других технико-экономических задач генерирующих и сетевых организаций.

5.2.3 АИИС КТУЭ должна обеспечивать одновременное выполнение вышеуказанных задач коммерческого и технического учета электроэнергии.

5.3 АИИС УЭ должны создаваться (модернизироваться):

- АИИС КУЭ - в соответствии с требованиями [3, 4] и настоящего стандарта;
- АИИС ТУЭ - в соответствии с требованиями настоящего стандарта;
- АИИС КТУЭ, совмещающие функции коммерческого и технического учета - соответствовать требованиям как коммерческого, так и технического учета. При этом в части точек коммерческого учета (точек поставки), по безопасности, защите от несанкционированного доступа и метрологическому обеспечению они должны соответствовать требованиям Правилам функционирования розничных рынков электрической энергии утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530.

5.4 По технологическим особенностям обслуживаемых объектов АИИС УЭ могут быть:

- АИИС УЭ энергообъектов – электростанций и подстанций;
- иерархические АИИС УЭ субъектов (организаций), включающие энергообъекты и ЦСОД АИИС генерирующих и сетевых компаний;

5.5 Все используемые в АИИС УЭ средства измерения должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

## 6 Требования к созданию (модернизации) АИИС УЭ

6.1 Требования к структуре и функциям

6.1.1 АИИС УЭ должны создаваться как многоуровневые иерархические системы.

Количество уровней и структура построения системы должны определяться на стадии разработки технического задания и зависят от сложности схемы электроснабжения субъекта, количества в ней электроустановок и объектов энергетики.

6.1.2 Как правило, АИИС УЭ имеет три уровня иерархии.

6.1.2.1 Первый, нижний уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) – должен включать измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и тока (ТТ), счетчики электроэнергии, электрические цепи между ними, и должен выполнять функцию измерений в точках учета (поставки) электроэнергии электроустановки и формировать данные о состоянии средств и схемы измерений.

6.1.2.2 Второй уровень системы учета информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – может охватывать одну или несколько электроустановок энергообъекта. Он состоит из одного или нескольких устройств сбора и передачи данных (УСПД), линий связи УСПД со счетчиками электроэнергии, средств передачи информации на верхний уровень системы по

каналам связи, а также может включать устройство измерения и коррекции системного времени и комплекс универсальных вычислительных средств (АРМ).

ИВКЭ должен обеспечивать:

- концентрацию (консолидации) информации путем автоматического сбора информации от счетчиков по цифровым интерфейсам;
- измерение электроэнергии и мощности при сборе информации от счетчиков электроэнергии по числоимпульсным интерфейсам;
- группирование собранной информации;
- коррекцию времени электросчетчиков по данным СОЕВ;
- запоминание и формирование данных для передачи на вышестоящий уровень (измерительной информации, данных о состоянии счетчиков- журналов событий и схемы измерений, а также журнала событий самого УСПД);
- расчет баланса электроэнергии электроустановки (в целом и по уровням напряжения);
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки (при необходимости);
- формирование сигналов для управления нагрузкой – на подстанциях, питающих конечных потребителей (при необходимости).

ИВКЭ может не создаваться на простых энергообъектах с числом контролируемых точек учета три и менее. При этом информация от счетчиков должна передаваться по каналам связи непосредственно на верхний уровень, который в этом случае, выполняет функции ИВКЭ.

6.1.2.3 Третий, верхний уровень системы – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС УЭ субъекта – должен:

- включать:

а) вычислительную технику со специализированным программным обеспечением АИИС УЭ;

б) средства сбора и передачи информации по каналам связи;

- обеспечивать:

а) автоматизированный сбор результатов измерений и данных со всех нижестоящих энергообъектов;

б) проверку достоверности и хранение результатов измерений и собранных данных;

в) замещение недостоверных результатов измерений (при необходимости);

г) ручной ввод недостающих результатов измерений (при необходимости);

д) оценку состояния элементов ИИК, ИВКЭ и схем измерений энергообъектов;

е) формирование баз данных АИИС УЭ энергообъектов и субъекта;

- осуществлять:

а) формирование отчетных и аналитических данных;

б) предоставление данных пользователям и в другие системы;

в) подготовку отчетов и передачу информации о результатах измерений и состоянии средств измерений Оператору рынка электроэнергии, Системному оператору и заинтересованным смежным субъектам.

6.1.3 Система обеспечения единого времени (СОЕВ) субъекта должна обеспечивать синхронизацию всех измерений и работу всех элементов на всех уровнях АИИС УЭ в соответствии с единым календарным временем.

6.2 Требования к видам обеспечения

6.2.1 Информационное обеспечение

6.2.1.1 В состав информационного обеспечения АИИС УЭ должна входить входная и выходная информация каждого уровня системы и нормативно-справочная информация (состав и содержание последней определяется ТРП).

6.2.1.2 Входной информацией ИИК служат:

- для многофункциональных счетчиков:

а) вторичные токи измерительных трансформаторов тока и напряжения (или информация об их значениях от аналогичных по назначению устройств);

б) команды синхронизации времени от ИВКЭ;

в) данные по параметрированию счетчиков.

- для других счетчиков – вторичные токи измерительных трансформаторов тока и напряжения (или информация об их значениях от аналогичных по назначению устройств).

6.2.1.3 Выходная информация ИИК должна включать:

- от многофункциональных счетчиков:

а) 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии (или 30- минутные среднеинтервальные мощности) по каждой точке учета (точке поставки) – отдельно прием и отдача, (непрерывно в 30-и минутном цикле);

б) нарастающий итог активной и реактивной электроэнергии по каждой точке учета (точке поставки) – отдельно прием и отдача (ежесуточно);

в) одно или трех минутные среднеинтервальные активные мощности по каждой точке учета (точке поставки) – отдельно прием и отдача, (непрерывно в одно или трех минутном цикле) – при необходимости;

г) активная и реактивная электроэнергия по каждой точке учета (точке поставки) – отдельно прием и отдача (за сутки) – при необходимости;

д) электрические параметры присоединения от каждого счетчика (при необходимости, в установленном цикле);

е) данные «Журнала событий»-от каждого счетчика (раз в сутки).

- от других счетчиков – последовательность импульсов, отдельно прием и отдача, по активной и реактивной электроэнергии (непрерывно).

6.2.1.4 Входной информацией ИВКЭ служит:

- выходная информация ИИК;
- сигналы точного времени от УСВ или команды синхронизации времени от ИВК;
- запросы на передачу информации от вышестоящего уровня (от ИВК ЦСОД);
- данные по параметрированию ИВКЭ.

6.2.1.5 Выходная информация ИВКЭ включает:

- 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии (или 30-минутные среднеинтервальные мощности) по каждой точке учета (точке поставки) - прием и отдача за сутки – суточные получасовые графики мощности (интервальных приращений электроэнергии);
- активная и реактивная энергия по каждой точке учета (точке поставки) - прием и отдача, (нарастающим итогом с момента включения счетчика, на конец суток);
- команды синхронизации времени для ИИК;
- данные «Журнала событий» - от каждого микропроцессорного счетчика (раз в сутки или по запросу);
- фактические небалансы электроэнергии на 30-и минутных интервалах по электроустановке в целом и по уровням напряжения за сутки;
- данные о состоянии средств и схемы измерений (раз в сутки или по запросу);
- данные «Журнала событий» УСПД (раз в сутки или по запросу);
- одно или трех минутные среднеинтервальные активные мощности по каждой точке учета (точке поставки) – отдельно прием и отдача, (непрерывно в одно или трех минутном цикле) – при необходимости;
- электрические параметры присоединения от каждого микропроцессорного счетчика (при необходимости, в установленном цикле);

6.2.1.6 Входной информацией ИВК служит выходная информация ИВКЭ, а также:

- сигналы точного времени от УСВ (при синхронизации времени от ИВК);
- данные параметров ИВК.

6.2.1.7 Выходная информация ИВК должна включать обработанную входную информацию, диагностические, статистические и аналитические документы для пользователей, массивы информации для передачи Оператору рынка и Системному оператору, сторонним организациям, а также команды синхронизации времени для ИВКЭ.

6.2.2 Техническое обеспечение

Техническое обеспечение АИИС УЭ должно включать устройства и средства вычислительной техники, входящие в:

- ИИК – измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии;
- ИВКЭ – УСПД, УСВ, модемы, ПК АРМ и преобразователи интерфейсов (при необходимости);
- ИВК – промышленные контроллеры, модемы (модемные пулы), маршрутизаторы, УСВ (при необходимости).

6.2.3 Требования к техническим средствам АИИС

6.2.3.1 Требования к техническим средствам АИИС коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций, функционирующих на оптовом и розничных рынках электроэнергии (мощности), определяются порядком функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности), утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 31

августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)», и правилами функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

Примечание – Технические требования к средствам АИИС ТУЭ в порядке функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и правилах функционирования розничных рынков электрической энергии не приведены.

6.2.3.2 Технические требования к элементам ИИК – счетчикам электрической энергии и измерительным трансформаторам для технического учета электроэнергии приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические требования к счетчикам электрической энергии и измерительным трансформаторам

| Объект измерений | Классы точности, не ниже | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Счетчики активной энергии | Счетчики реактивной энергии | Трансформаторы тока | Трансформаторы напряжения |
| Трансформаторы мощностью 63 МВ*А и более | 0,2S* | 0,5* | 0,2S | 0,2 |
| Трансформаторы мощностью от 10 до40 МВ·А | 0,5S* | 1,0* | 0,5S | 0,5 |
| Трансформаторы мощностью менее 10 МВ·А | 0,5 | 1,0 | 0,5 | 0,5 |
| Присоединения элементов собственных нужд электростанций мощностью 750 КВт и более | 0,5 | 1,0 | 0,5 | 0,5 |
| Присоединения элементов собственных нужд электростанций и подстанций мощностью менее 750 КВт | 1,0 | - | 0,5 | 0,5 |
| Линии электропередачи 220 кВ | 0,2S* | 0,5* | 0,2S | 0,2 |
| Линии электропередачи класоов напряжений от 35 до 110 кВ | 0,5 | 1,0 | 0,5 | 0,5 |
| Линии электропередачи и отходящие фидеры 6(10) кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более | 0,5S* | 1,0S* | 0,5S | 0,5 |
| Другие объекты учета и присоединения | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 1,0 |
| Примечание – * многофункциональные счетчики с функцией измерения и хранения получасовых объемов электрической энергии и получасовых среднеинтервальных мощностей (интервальные счетчики). | | | | |

6.2.3.3 Многофункциональные счетчики с функцией измерения и хранения почасовых объемов электрической энергии и среднеинтервальных мощностей должны обеспечивать:

- автоматическое выполнение измерений расхода и приращений (на 30-и минутных интервалах) активной и реактивной электроэнергии, а также средних мощностей на (и/или) одно, трех и 30 минутные интервалы времени;
- хранение результатов измерений (нарастающий итог и на 30-и минутных интервалах) и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

- автоматическое выполнение измерений электрических параметров присоединения (при необходимости);
- автоматическую коррекцию времени;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий»;
- защиту от несанкционированного доступа к информации и программному обеспечению;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны УСПД или ИВК ЦСОД;
- конфигурирование и параметрирование счетчиков;
- диагностику работы счетчиков.

Примечание – Допускается использование в ИИК АИИС ТУЭ электронных счетчиков электроэнергии с передачей информации в УСПД по числоимпульсному интерфейсу. В этом случае указанные требования к счетчикам не предъявляются, а автоматическое выполнение измерений величин и приращений активной и реактивной электроэнергии и мощности производится в УСПД.

6.2.3.4 Требования к техническим средствам ИВКЭ:

Технические средства ИВКЭ (в состав технических средств могут входить один или несколько УСПД модемы, преобразователи интерфейсов и промышленный компьютер АРМ) должны обеспечивать:

- автоматический с заданной периодичностью (1, 3, 30 мин. - определяется ТРП), сбор результатов измерений от микропроцессорных счетчиков электроэнергии, обслуживаемых данным УСПД;
- автоматический сбор числоимпульсной информации от электронных счетчиков электроэнергии, обслуживаемых данным УСПД;
- сбор данных о состоянии микропроцессорных счетчиков, обслуживаемых данным УСПД;
- сбор данных о состоянии схем измерений со всех точек измерений, обслуживаемых данным УСПД;
- хранение результатов измерений, данных о состоянии счетчиков и схем измерений со всех точек измерений, обслуживаемых данным УСПД;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и электрических параметров;
- ведение «Журнала событий»;
- конфигурирование и параметрирование УСПД и программного обеспечения;
- формирование данных для оперативного контроля графика нагрузки контролируемых присоединений;
- расчет балансов электроэнергии по электроустановке в целом и по уровням напряжения, вычисление небалансов и сравнение их с допустимыми значениями, а также представление результатов расчетов в ИВК ЦСОД;
- расчет потерь электроэнергии в элементах электрических схем электростанций и подстанций а также представление результатов расчетов в ИВК ЦСОД;
- предоставление доступа из ИВК ЦСОД к данным о состоянии счетчиков;

- предоставление доступа из ИВК ЦСОД к данным о состоянии схем измерений;
- диагностику работы технических средств;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и данных.

При отсутствии ИВКЭ его функции должен выполнять ИВК ЦСОД.

6.2.4 Технические требования к УСПД.

6.2.4.1 Устройства должны обеспечивать в автоматическом режиме:

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровым и числоимпульсным интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- предоставление интерфейса доступа к собранной информации;
- формирование данных для оперативного контроля графика нагрузки контролируемых присоединений;
- передачу в ЦСОД (по запросу ИВК ЦСОД) требуемой информации о результатах измерений, состоянии средств и схемы измерений, данных «Журнала событий»;
- синхронизацию времени, как в самом УСПД (с помощью устройств СОЕВ), так и в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в данный УСПД по цифровому интерфейсу;
- самодиагностику с фиксацией ее результатов в «Журнале событий»;
- параметрирование (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого УСПД и при замене счетчиков, изменении схемы измерений, коммуникационных параметров;
- автоматическое ведение «Журнала событий», в котором фиксируются заданные события, время и даты наступления;
- хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электроэнергии или среднеинтервальных значений мощности по каждому каналу учета не менее 35 суток, а также расходов электроэнергии за месяц по каждому каналу учета и по группам учета не менее 35 суток.

6.2.4.2 УСПД должен иметь встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени (точность хода которых не хуже ±5.0 с/сутки) и обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени как в самом устройстве, так и в счетчиках электроэнергии (обслуживаемых данным УСПД) по цифровому интерфейсу.

6.2.4.3 УСПД должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (к разъёмам, функциональным модулям), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей). При этом параметрирование УСПД и изменение данных должно быть возможным только при снятии механической пломбы и вводе пароля, что должно автоматически фиксироваться в «Журнале событий» с указанием даты и времени.

6.2.5 Технические требования к ИВК ЦСОД

6.2.5.1 ИВК должен обеспечивать автоматический, по заданному пользователями временному регламенту сбор данных по каналам связи от всех ИВКЭ (УСПД) или счетчиков электроэнергии (при отсутствии УСПД). Данные должны включать:

- результаты измерений от всех точек измерений;
- данные о состоянии средств измерений;
- данные о состоянии схем измерений

6.2.5.2 ИВК должен обеспечивать:

- контроль полноты и достоверности собранных данных;
- восстановление данных и контроль восстановления данных, выполненный в ИВКЭ;
- ручной ввод недостающих измерений;
- хранение результатов измерений, схем объектов и состояний средств измерений (не менее 3,5 лет);
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и электрических параметров;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения ИВК;
- возможность передачи в Оператору рынка, Системному оператору и другим заинтересованным организациям результатов измерений, данных о состоянии средств измерений и о состоянии объектов (схем) измерений

6.2.6 Технические требования к СОЕВ

6.2.6.1 СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии и мощности с точностью не хуже ± 5,0 с/сутки и быть привязана к единому календарному времени.

6.2.6.2 СОЕВ должна включать:

- устройства синхронизации времени (УСВ);
- источники сигналов точного календарного времени: - GPS-приемник, ГЛОНАСС - приемник, радиоприемник, принимающий станции «Маяк» или «Радио России», или радиотрансляционная проводная линия.

6.2.6.3 УСВ должно устанавливаться в ИВК ЦСОД и, при необходимости, в ИВКЭ. Оно должно обеспечивать прием сигналов календарного времени от

вышеуказанных источников сигналов и формировать сигналы коррекции времени для всех УСПД ИВКЭ и ИВК ЦСОД.

6.2.7 Технические требования к средствам передачи информации

6.2.7.1 В АИИС УЭ должен осуществляться обмен информацией:

- в двухуровневых системах – между счетчиками ИИК и ИВК ЦСОД;
- и трехуровневых системах – между ИВКЭ и ИВК ЦСОД.

ИВК ЦСОД может обмениваться информацией с вышестоящими и другими заинтересованными организациями.

Следует использовать каналы связи со скоростью передачи не менее 9600 бит/с.

Рекомендуется резервировать каналы связи между ИИК и ИВК ЦСОД, а также между ИВКЭ и ИВК ЦСОД.

6.2.7.2 Для осуществления обмена информацией могут использоваться различные имеющиеся или создаваемые для АИИС УЭ каналы связи:

- телефонная сеть общего пользования;
- сеть GSM связи;
- канал единой сети связи электроэнергетики;
- корпоративная (ведомственная) сеть связи;
- спутниковые каналы связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по скорости передачи данных.

При этом предпочтительно использовать имеющиеся технологические каналы связи.

Для передачи оперативной информации о мощности от УСПД ИВКЭ в ИВК ЦСОД должны применяться выделенные каналы связи.

6.3 Программное обеспечение

6.3.1 Программное обеспечение микропроцессорных счетчиков электроэнергии и УСПД является встроенной составной компонентой этих устройств и поставляется в их составе предприятиями изготовителями.

6.3.2 Программное обеспечение ИВКЭ и ИВК АИИС УЭ должно включать:

- системное программное обеспечение АРМ ИВКЭ и ИВК ЦСОД;
- специализированное программное обеспечение АРМ ИВКЭ и ИВК ЦСОД;
- служебное специализированное программное обеспечение.

6.3.3 Специализированное программное обеспечение ИВК ЦСОД должно выполнять все задачи, решаемые на уровне ЦСОД и обеспечивать:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии схем и средств измерений;
- контроль полноты и достоверности данных;
- замещение и коррекцию недостоверных данных;
- ручной ввод недостающих данных;
- хранение результатов измерений, состояний схем и средств измерений в базе данных;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;

- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных по электронной почте Оператору рынка 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 УЭ;
- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0;
- конфигурирование (параметрирование) технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным.

6.3.4 Системное программное обеспечение, функции и состав специализированного программного обеспечения АРМ ИВКЭ должны определяться в ТРП АИИС УЭ энергообъекта.

6.3.5 Системное программное обеспечение ИВК ЦСОД должно включать лицензионные операционные системы, лицензионное офисное ПО, а также лицензионное ПО СУБД.

6.3.6 Служебное специализированное программное обеспечение должно включать программы настройки и параметрирования микропроцессорных счетчиков и УСПД.

6.4 Метрологическое обеспечение

6.4.1 Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ должно соответствовать ГОСТ Р 8.596 и обеспечивать:

- разработку и аттестацию МВИ электроэнергии (мощности) и МВИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с ГОСТ Р 8.563;
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МВИ, соблюдением метрологических правил и норм.

Примечание – Вышеприведенные требования распространяются также на АИИС, совмещающие коммерческий и технический учет, но не распространяются на АИИС ТУЭ.

6.4.2 Средствами измерений, на которые распространяются требования по метрологическому обеспечению являются:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения,
- счетчики коммерческого учета электроэнергии,
- УСПД

- система обеспечения единого времени.

Нормируемые метрологические характеристики указанных средств измерений определяются ГОСТ 8.009.

6.4.3 Поверке подлежат отдельные ИИК, внесенные в Государственный реестр средств измерений. Поверка должна производиться в соответствии с нормативными документами по утверждению типа средства измерений.

6.4.4 При расчёте суммарной погрешности измерений ИИК должны быть учтены следующие составляющие:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ Р 52323 и ГОСТ Р 52322;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;
- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на УСВ.

6.4.5 Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений $cos\ \varphi$ в интервале от 0,8 до 1,0 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2,0 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (от 2,0 до 20,0 % включительно) не хуже 2,9 %;
- для диапазона нагрузок от 20,0 до 120,0 % не хуже 1,7 %.

6.4.6 Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $cos\ \varphi$ в интервале от 0,5 до 0,8 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2,0 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (от 2,0 до 20,0 % включительно) не хуже 5,5 %;
- для диапазона нагрузок от 20,0 до 120,0 % не хуже 3,0 %.

## 7 Стадии создания. Требования к составу и содержанию работ, проектным и техническим документам

7.1 Стадии создания

Стадии создания АИИС УЭ определяют по ГОСТ 34.601. С учетом положений стандарта для АИИС УЭ они должны включать:

- предпроектные работы;

- разработку и утверждение технического задания на создание (модернизацию) системы;
- разработку и утверждение технорабочего проекта системы;
- ввод в действие системы;
- сопровождение системы.

7.2 Состав и содержание предпроектных работ

7.2.1 Предпроектные работы должны включать:

- формирование требований Заказчика к АИИС и исходных данных;
- разработку регламентирующих и планирующих документов (календарные планы, сетевые графики, приказы по организации) на создание (модернизацию) АИИС;
- проведение предпроектного обследования объекта (объектов) автоматизации.

7.2.2 Мероприятия по разработке техническое задание на создание (модернизацию) АИИС должны включать:

- анализ результатов, полученных на этапе предпроектного обследования и исходных требований Заказчика;
- разработку технического задания;

Примечание – Содержание технического задания должно соответствовать требованиям ГОСТ 34.602.

- согласование и утверждение технического задания.

7.3 Состав и содержание проектных работ

7.3.1 Технорабочий проект в соответствии с ГОСТ 34.201 должен содержать пояснительную записку проекта и рабочую документацию.

7.3.2 Пояснительная записка, кроме обязательных требований к многостраничным документам, должна содержать следующие разделы:

- общие положения;
- описание процесса деятельности;
- схема функциональной структуры;
- описание автоматизируемых функций;
- описание технического обеспечения;
- описание метрологического обеспечения;
- описания постановок задач (комплексов задач);
- описание информационного обеспечения;
- описание программного обеспечения;
- мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие;
- проектная оценка надёжности;
- спецификация оборудования и материалов

7.3.3 Рабочая документация должна:

- план электроустановок с размещением ОРУ, КРУН, помещений ЗРУ, щитов управления;
- однолинейную электрическую схему;
- структурную схему системы;

- план расположения оборудования и проводок;
- схему соединения внешних проводок;
- схему подключения внешних проводок;
- таблицу соединений и подключений (кабельный журнал);
- габаритные и установочные чертежи технических средств;
- спецификацию оборудования;
- ведомость оборудования и материалов
- сметную документацию;
- эксплуатационную документацию;
- программу и методику испытаний системы.

7.3.4 Состав и содержание технорабочего проекта может уточняться и дополняться по согласованию с Заказчиком.

7.4 Состав и содержание работ по вводу в действие АИИС УЭ

7.4.1 Стадия создания АИИС УЭ «ввод в действие» включает:

- подготовку объекта к автоматизации и вводу в действие системы;
- подготовку персонала;
- комплектацию оборудованием, материалами, техническими и программными средствами;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- предварительные испытания;
- опытную эксплуатацию;
- проведение приемочных испытаний;
- сдачу системы в промышленную эксплуатацию.

7.4.2 При подготовке объекта автоматизации к вводу АИИС в действие и комплектации должны быть проведены:

- реализация проектных решений по организационной структуре АИИС;
- обеспечение подразделений объекта автоматизации инструктивно-методическими материалами, в состав которых входят проектная документация, программная документация, эксплуатационная документация системы и ее элементов, руководства пользователей, распорядительные документы;
- комплектация АИИС - выполнение работ по инвентаризации и укомплектованию системы поставляемыми изделиями;
- подготовка персонала, включая обучение, проверку способности персонала обеспечить функционирование АИИС.

7.4.3 Строительно-монтажные и пусконаладочные работы

- сооружение и прокладка кабельных коммуникаций;
- выполнение работ по монтажу технических средств;
- испытание технических средств для проведения пусконаладочных работ;
- определение значений параметров и автономная наладка технических и программных средств;
- загрузку нормативно-справочной информации в информационную базу данных и проверку системы ее ведения;
- комплексную наладку средств системы.

7.4.4 Проведение предварительных испытаний

На данном этапе:

- определяют по ГОСТ 34.603 виды необходимых испытаний;
- разрабатывают, согласовывают и осуществляют утверждение программы и методик проведения предварительных испытаний.
- проводят испытания АИИС на работоспособность и соответствие техническому заданию согласно программе и методике проведения предварительных испытаний;
- оформляют протокол предварительных испытаний;
- осуществляют устранение неисправностей и внесение изменений в документацию.

7.4.5 Проведение опытной эксплуатации

На данном этапе:

- осуществляют опытную эксплуатацию;
- выполняют анализ результатов опытной эксплуатации;
- осуществляют дополнительную наладку технических средств АИИС;
- дорабатывают программное обеспечение;
- оформляют и осуществляют утверждение акта о завершении опытной эксплуатации.

7.4.6 Сдача системы в промышленную эксплуатацию

7.4.6.1 На данном этапе:

- разрабатывают программу и методики испытаний АИИС для целей утверждения типа.
- осуществляют процедуру утверждения типа АИИС

Примечание – Требование не распространяется на АИИС ТУЭ.

- разрабатывают описания типа средств измерений; Разработка методики поверки АИИС;
- разрабатывают программу и методики испытаний АИИС для целей утверждения типа;
- проводят испытания АИИС для целей утверждения типа;
- оформляют протоколы испытаний АИИС для целей утверждения типа;
- осуществляют процедуру внесения АИИС как единичного экземпляра в Государственный реестр средств измерений.

7.4.6.2 При разработке методик выполнения измерений (МВИ) и их аттестации:

Примечание – Данное требование не распространяется на АИИС ТУЭ.

- разрабатывают методики выполнения измерений (МВИ) для оценки соответствия техническому заданию на МВИ;
- проводят метрологическую экспертизу МВИ;
- аттестуют МВИ в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии;
- осуществляют процедуру внесения МВИ в Федеральный реестр.

7.4.6.3 Метрологическую поверку АИИС (или/и калибровку ИИК АИИС ТУЭ) региональным органом Федерального агентства по техническому

регулированию и метрологии или аккредитованной организацией осуществляют в соответствии ПР 50.2.006.

7.4.6.4 При разработке программы и методик проведения приемочных испытаний:

- определяют и согласовывают условия и методы проведения приемочных испытаний;
- разрабатывают и согласовывают программу и методики проведения приемочных испытаний;
- осуществляют процедуру утверждения программы и методики проведения приемочных испытаний.

7.4.6.5 При проведении приемочных испытаний:

- Испытывают, согласно утвержденной программе и методикам проведения приемочных испытаний, и осуществляют оценку соответствия системы техническому заданию;
- Анализируют и оценивают результаты приемочных испытаний АИИС;
- устраняют недостатки, выявленные при приемочных испытаниях;
- оформляют и осуществляют процедуру утверждения акта о результатах приемочных испытаний.

7.4.7 Ввод в эксплуатацию осуществляют после проведения всех испытаний и оформляют актом приемки АИИС УЭ в промышленную эксплуатацию.

К акту приемки АИИС УЭ в промышленную эксплуатацию должны быть приложены:

- утвержденный экземпляр программы и методик проведения приемочных испытаний;
- протоколы испытаний;
- протоколы заседания комиссии;
- акты о приемке в промышленную эксплуатацию ранее принятых частей системы;
- перечень используемых технических средств;
- другие документы по решению комиссии.

7.4.8 При вводе в эксплуатацию должны быть заключены договора на гарантийное и послегарантийное обслуживание АИИС.

7.4.9 Для АИИС коммерческого учета электроэнергии субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности необходимо в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 провести необходимые испытания и оформить Акт о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности.

УДК 681.51 ОКС 25.040.99 ОКП 42 1711

Ключевые слова: АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА (АИИС), АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ), УСТРОЙСТВА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Организация- разработчик

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр ФСК ЕЭС» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

Генеральный директор
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» П.Ю. Корсунов

Руководитель разработки,
ответственный исполнитель
Заведующий лабораторией
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» В.М. Щуров

gost.e-ecolog.ru