

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе комплекса технических средств (КТС) "Энергия+" (Госреестр № 21001-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди) состоят из двух уровней:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах Ивановского филиала ОАО «ТГК-6»;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК - сервер Depo Storm 2200K4, базовое программное обеспечение (БПО) "Энергия+", комплекс технических средств «Энергия+».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в базе данных сервера ИВК АИИС КУЭ, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на сервер ИВК, где осуществляется хранение измерительной информации и её накопление.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервер ИВК осуществляется:

– по интерфейсу RS-485 с дальнейшим преобразованием в формат RS-232 и интерфейс ПДС (счетчик – преобразователь RS-485/RS-232/ПДС – сервер ИВК).

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчётных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется:

– основной канал передачи информации – посредством TCP/IP соединений в формате Ethernet по каналу связи на базе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) через Интернет (сервер ИВК – ВОЛС – ИАСУ КУ ОАО «АТС»);

– резервный канал передачи информации – посредством TCP/IP соединений в формате Ethernet по каналу связи на основе коммутируемых телефонных линий связи через Интернет (сервер ИВК – модем – ИАСУ КУ ОАО «АТС»).

АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ построена на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электроэнергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ), предназначенные для синхронизации часов технического и бытового назначения, которые представляют собой группу из шести прямоугольных радиоимпульсов с частотой заполнения 1000 Гц, где длительность шестого импульса изменяется в зависимости от значения часа суток в соответствии со стандартом ФГУП «ВНИИФТРИ», и передает СПВ на устройство сервисное один раз в час.

Устройство сервисное принимает СПВ от приемника меток времени GPS и производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное таймера времени. Таймер времени представляет собой таймер, ведущий часы в формате: минуты, секунды, миллисекунды.

На сервере ИВК установлено БПО КТС "Энергия+", счет времени в котором ведется собственной службой единого времени с обязательной аппаратной поддержкой от таймера устройства сервисного. Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с его встроенного таймера время и устанавливает его как системное (собственное). Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймера

ИВК АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» производится не реже 2 раз в сутки. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени в сутки не более $\pm 1,6$ с.

Сличение времени счётчиков со временем сервера осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени счётчиков производится при расхождении со временем сервера более ± 2 секунды. После проведения синхронизации часов счетчиков в интервале времени до следующей синхронизации точность текущего времени в ИИК определяется точностью хода часов счетчика.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО сервера ИВК АИИС КУЭ. Программные средства сервера ИВК АИИС КУЭ содержат: базовое программное обеспечение (БПО) "Энергия+", системное ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы ПО систем управления базами данных (СУБД).

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Ядро: Энергия+	kernel6.exe	v.6.4	69E4EDF9D9097056AAD AA90B521C1D22	MD5
Запись в БД: Энергия+	Writer.exe		4687879E23E6AF19C9B6 A9D04C8928C9	
Сервер устройств: Энергия+	IcServ.exe		7BDDF69150D961A0E62 816D0FD2A6FA7	

Специализированное программное обеспечение (СПО) не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди) приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди) в рабочих условиях эксплуатации приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных каналов				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электроэнергии	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
26	КРУ-6кВ III секц. яч. 9А	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 3626, Зав. № 3621 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 6277, Зав. № 9486, Зав. № 422 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М кл. Т 0,2S/0,5 Зав. № 0808102060 Госреестр № 36697-08	Depo Storm 2200K4 "Энергия+" Зав.№ 001 Госреестр № 21001-11	активная реактивная
27	КРУ-6кВ II секц. 2 яч. 2	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 17841, Зав. № 17842 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4587, Зав. № 5141, Зав. № 4757 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М кл. Т 0,2S/0,5 Зав. № 0802124066 Госреестр № 36697-08		активная реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ						
Номер ИИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
1	2	3	4	5	6	
26; 27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2s)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0	
	0,9	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2	
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4	
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6	
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3	
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ						
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
26; 27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	±6,9	±4,1	±3,0	±2,9	
	0,8	±4,5	±2,7	±2,0	±2,0	
	0,7	±3,8	±2,3	±1,7	±1,7	
	0,5	±2,9	±1,9	±1,4	±1,4	

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 28, 29.
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03М» – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
 - КТС «Энергия+» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
 - сервер – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика $T_v \leq 24$ часа;
 - для КТС «Энергия+» $T_v \leq 10$ часов;
 - для сервера $T_v \leq 1$ час;
 - для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
 - для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
 - панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
 - наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, СОЕВ, КТС «Энергия+», сервере, АРМ;
 - организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
 - защита результатов измерений при передаче.
- Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:
- фактов параметрирования счетчика;
 - фактов пропадания напряжения;
 - фактов коррекции времени.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - КТС «Энергия+», сервере (функция автоматизирована).

- Глубина хранения информации:
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;
- КТС «Энергия+» – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип/Наименование документа	Кол.
Средства измерений		
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М	2
Шкаф АИИС КУЭ (нижний уровень)		
Устройство сбора данных	Е443М2(EURO)-16 НЕКМ.426489.001	1
Модуль интерфейсов	НЕКМ.426479.001-02	1
Модем GSM	Siemens TC35i	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	1
Шкаф АИИС КУЭ (верхний уровень)		
Плата полудуплексной связи внешнего подключения 4-канальная	НЕКМ.426419.007	1
Плата ввода внешнего подключения	НЕКМ.426419.004	1
Приемник меток времени GPS	НЕКМ.426479.001	1
Устройство сервисное	УС-01 НЕКМ.426479.010	1
Сервер	Depo Storm 2200K4	1
Программное обеспечение		
Базовое программное обеспечение	БПО «Энергия+»	1 комплект
Документация		
Методика поверки	МП 1409/446-2012	1
Паспорт - формуляр	СТПА.411711.ИВ01.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1409/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2012 года.

Основные средства поверки:

– - трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
– - трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

– счётчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 утверждённой ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2006 г.;

– для КТС "Энергия+" :

- гигрометр ВИТ-1, (30-100)%;
- барометр-анероид БАММ-1, (630 – 800) мм. рт. ст.;
- тесламетр Ш1-8, (0,001 – 400) Тл.;
- частотомер ЧЗ-6З;
- секундомер СОСпр-1, диапазон измерений (0-30) мин., цена деления 0,1 с.

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений количества электроэнергии с использованием АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-й очереди)» Свидетельство об аттестации методики измерений 009/01.00316-2011/2012 от 17.10.2012

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ Ивановского филиала ОАО «ТГК-6» (2-ой очереди)

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

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

4. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Экситон-Стандарт»

Адрес (юридический): 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6

Адрес (почтовый): 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2013 г.