

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгоградоблэлектро» с Изменениями № 1, 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгоградоблэлектро» с Изменениями №1, 2 (далее АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгоградоблэлектро», Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 43395, регистрационный № 47373-11, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 613, 614, 615, 616, 617, 618.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Волгоградоблэлектро»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности усредненной на 30-минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени, интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) 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 специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача накопленных данных в информационные системы организаций-участников 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001; счетчики электроэнергии ЦЭ6850М по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ),

включает в себя устройство сбора и передачи данных УСПД 164-01И.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в УСПД, где осуществляется сбор, обработка и хранение информации. Для передачи накопленных данных в сервер центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «Волгоградоблэлектро» используются каналы передачи данных стандарта GSM с использованием стационарных терминалов сотовой связи. При отсутствии уровня ИВКЭ (УСПД) сбор коммерческой информации производится непосредственно со счетчиков в центр сбора данных АИИС КУЭ ОАО «Волгоградоблэлектро» по радиоканалам 900/1800 МГц стандарта GSM с использованием стационарных терминалов сотовой связи.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в информационные системы организаций–участников оптового рынка электроэнергии. Передача информации организациям–участникам оптового рынка электроэнергии осуществляется по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 на базе GPS-приемника, встроенные часы сервера, УСПД, счетчиков. УСВ-1 синхронизирует один раз в секунду время часов сервера АИИС КУЭ, погрешность синхронизации не более 0,01 с. Синхронизация времени часов УСПД происходит один раз в сутки во время сеанса связи с сервером центра сбора данных. Синхронизация времени часов счетчиков осуществляется один раз в сутки во время сеанса связи с УСПД. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется комплекс технических средств (КТС) для автоматизации контроля и учета электрической энергии и мощности «Энергомера», представляющий собой совокупность технических устройств контролируемого объекта (КО) и центра обработки информации (ЦОИ), а также программных компонентов КО и программного обеспечения (ПО) ЦОИ. КТС «Энергомера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа, а также обеспечивает контроль достоверности собираемых, обрабатываемых, хранимых и передаваемых данных.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение центра обработки информации КТС «Энергомера»	KTS.exe	2.51.2	FDDA32D9	CRC32
	ktsConceptShell.exe		34440633	
	ktsObjCollection_pc.dll		BE090C29	
	ktsDevCollection_pc.dll		46928F9E	
	ktsDataRequest_pc.dll		902B2309	
	ktsJoins_pc.dll		50DAF062	
	Consumer.exe		97ABA16C	
	c2_uspd164_v2.50.05.dll		3695342C	
	c2_AsyncHayes.dll		804DA720	
	Контрольная сумма исполняемого кода – DE87C859			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номера точек измерений и наименование присоединения		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	
613	Л-Развилка-2, ПС Гидролизная, ввод 2, яч. 14	ТШЛ-СЭЦ-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 00350-11 Зав.№ 00386-11 Зав.№ 00387-11	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3794	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510360 01110	УСПД 164-01 И Зав. № 009122041000009	Актив- ная,	±1,1	±1,8
614	Л-Развилка-2, ПС Гидролизная, ввод 4, яч. 42	ТШЛ-СЭЦ-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 00394-11 Зав.№ 00351-11 Зав.№ 00349-11	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8211	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510420 00428				
615	Л-3, ПС Гидролизная, ввод 1, яч. 13	ТШЛ-СЭЦ-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 00685-11 Зав.№ 00683-11 Зав.№ 00680-11	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6765	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510420 00468				
616	Л-3, ПС Гидролизная, ввод 3, яч. 43	ТШЛ-СЭЦ-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 00682-11 Зав.№ 00681-11 Зав.№ 00684-11	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8204	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510420 00457				
617	Л-3, ПС Гидролизная, ТСН- 1	Т-0,66 М УЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 079359 Зав.№ 079360 Зав.№ 079361	—	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510420 00499		Актив- ная,	±0,9	±1,6
618	Л-Развилка-2, ПС Гидролизная, ТСН- 2	Т-0,66 М УЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 103390 Зав.№ 103401 Зав.№ 103392	—	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0072510420 00476		Реак- тивная	±2,2	±2,8

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,01 – 1,2) Ином; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45 до плюс 50 °С; для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С; для УСПД от минус 30 до плюс 55 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 Ином, $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электроэнергии ЦЭ6850М - среднее время наработки на отказ $T = 160000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 2 ч;
- УСПД 164-01И среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч, коэффициент готовности – 0,99.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- наличие системы диагностирования неисправностей АИИС КУЭ;
- восстановление информации в аварийных ситуациях.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений: 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора информации: 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик ЦЭ6850М - данные о потреблении электроэнергии накопленные по тарифам за сутки – не менее 45 суток; данные о потреблении электроэнергии по тарифам за месяц – не менее 24 месяцев; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД 164-01И - суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 3 месяцев; потребление электроэнергии по каждому каналу учета за месяц - не менее 3 лет; при отключении питания - не менее 20 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией - руководство по эксплуатации системы и /или паспорт-формуляр, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Поверка

осуществляется по документу МП 47373-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгоградоблэнерго» с Изменениями №1, 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 01 апреля 2013 года.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-11;

– счетчик ЦЭ6850М – по документу «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки ИНЕС.411152.034 Д1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 15 декабря 2002 г.;

– устройство синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 15 декабря 2004 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

«СТО 82000656-039-2009 Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Волгоградоблэлектро», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.34.2009.06658».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия.
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.
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
ИНЕС.411711.026	Технорабочий проект.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера»
Юридический адрес: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415
Почтовый адрес: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415
Тел.: (8652) 35-75-27; факс: (8652) 56-44-17
Электронная почта: concern@energomera.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77; факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2013 г.