

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327L-E2-M2-B2 (Госреестр № 41907-09, зав. № 005805), устройство синхронизации системного времени УССВ и технические средства приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; устройство синхронизации системного времени УССВ; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуются 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.

Вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН происходит в счетчиках.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации и журналов событий, ее накопление и передача накопленных данных по каналу GSM на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер БД с периодичностью не реже чем один раз в сутки производит опрос УСПД. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД, где выполняется дальнейшая

обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с требованиями регламентов ОРЭМ.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД с часами УССВ происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы ИВК синхронизируются от часов УССВ один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации. В состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)	Amrserver.exe	Не ниже 3.27.3.0	58a40087ad0713aaa6668df25428eff7	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
Библиотека сообщений планировщика опроса	alfamess.dll		40cl0e827a64895c327e018dl2f75181	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики		
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Вид энергии		Вид энергии			Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6 кВ «Трикогдажная», ЗРУ-6 кВ, 3 с.п. 6 кВ, ф.305	ТТ К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	65169	3600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,1 ± 4,2
			B	-	-					
			C	ТОЛ-10-I-2 У2	65068					
		A	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1607						
		B								
		C								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RLXQ-P4GB-DW-3		01190194						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ПС 110/35/6 кВ «Грикогажная», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ф.309	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	67362	7200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,1 ± 4,2
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2	67353					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1607					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		01181772							
3	ПС 110/35/6 кВ «Грикогажная», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, ф.406	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	65124	3600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,1 ± 4,2
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2	65123					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1515					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		01181771							
4	ПС 110/35/6 кВ «Грикогажная», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, ф.409	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-1 У2	66661	7200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,1 ± 4,2
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-I-1 У2	66668					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1515					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RLXQ-P4GB-DW-3		01190195							

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) Iном, $\cos\varphi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды (23 ± 2) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,02(0,05) - 1,2) Iном; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 °С до 40 °С, для счетчиков от минус 40 °С до 60 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до 30 °С.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. 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. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Дорадо» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчетчик типа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $T_b = 7$ суток.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

– журнал событий счетчика:

- параметрирование;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени в счетчике.

– журнал событий ИВКЭ:

- параметрирование;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- включение и выключение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при хранении и передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо»

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТОЛ-10-І-2 У2	8 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1805	4 шт.
УСПД серии RTU-327L	1 шт.
Сервер на базе ПО «Альфа-Центр»	1 шт.
УССВ-35LVS	2 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 57363-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных серии RTU-327 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. Эксплуатационная документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дорадо».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский проспект, д. 10, стр. 2
Почтовый адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2
Тел./факс: +7 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.