

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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

Первичные 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 1, 2 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллера СИКОН ТС65, для остальных ИК – на входы GSM-коммуникаторов, далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM на входы ИВК «ИКМ-Пирамида», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC составляет не более ± 10 мкс.

Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время с УСВ-2. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) не более ± 3 с/сут.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков и часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки (для счётчиков типа СЭТ-4ТМ.03М) и несколько раз в сутки (для счётчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК). Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов указанных устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClient s.dll	CalcLeaka ge.dll	CalcLosse s.dll	Metrolog y.dll	ParseBin. dll	ParseIEC. dll	ParseMod bus.dll	ParsePira mida.dll	Synchro NSI.dll	VerifyTi me.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b 1b219065 d63da9491 14dae4	b1959ff70 be1eb17c8 3f7b0f6d4 a132f	d79874d1 0fc2b156a 0fdc27e1c a480ac	52e28d7b 608799bb 3ccea41b 548d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049a f1fd979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорезк) и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологичес- кие характе- ристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Преде- лы до- пуска- емой основ- ной от- носи- тель- ной по- грешно- сти, %	Преде- лы до- пуска- емой от- носи- тельной погреш- ности в рабочих услови- ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС-65 «Заря» 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш., яч.65- 03, ВЛ-10 кВ ф.65-03	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 32452 Зав. № 32451	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0486	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150114	ИБК «ИКМ- Пирами- да» Зав. № 395	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,7
2	ПС-65 «Заря» 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш., яч.65- 14, ВЛ-10 кВ ф.65-14	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 32457 Зав. № 32454	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0101	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150136		Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,7
3	ПКУ-10 кВ отпайка ВЛ- 10 кВ ф.65-03 на опоре №56 в сторону ВЛ- 10 кВ ф.65-15	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Зав. № 1055 Зав. № 1056	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 5003718 Зав. № 5003719 Зав. № 5003720	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1108150262		Ак- тивная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
4	КТП М243 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 220633 Зав. № 220640 Зав. № 220641	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1104150480		Ак- тивная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	КТП 3002 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 5067242 Зав. № 5067246 Зав. № 5067235	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1104150235	ИВК «ИКМ- Пирами- да» Зав. № 395	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,3 ± 5,6

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,05) – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-02	4
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	47958-11	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	22656-07	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП	47957-11	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-97	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП	46738-11	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	45270-10	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	ТЛДК.411711. 414.ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63010-16«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» в декабре 2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
 - счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
 - устройство синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.
- Перечень основных средств поверки:
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк). Руководство пользователя» ТЛДК.411711.414.ИЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Завод «СтройМинерал» г. Белорецк)

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

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская городская муниципальная энергосбытовая компания» (ООО «РГМЭК»)

ИНН 6229054695

Адрес: 390000, г. Рязань, ул. Радищева, д.61

Тел./факс: (4912) 27-40-42 / (4912) 27-56-28

E-mail: info@rgmek.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Тел/факс: (4912)55-00-01 / 44-55-84

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.