

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Волги с использованием элементов АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Волги с использованием элементов АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии типа (далее по тексту - Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее по тексту - УСПД) СИКОН С10, разветвительные коробки RS-485; преобразователи интерфейсов RS-485/ВОЛС «ADAM-4541», контроллеры телесигнализации (далее по тексту - КТС), устройство синхронизации времени типа УСВ-1, коммуникационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового-рынка электроэнергии (далее по тексту - ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер баз данных; модули «Оперативный сбор 2000» и «Автоматизированный сбор 2000», автоматизированные рабочие места (далее по тексту АРМ) на базе ПК; каналобразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных, который входит в программное обеспечение сервера, и специальное программное обеспечение (далее по тексту - СПО) ПК «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Для ИК, использующих в своем составе ИБКЭ, цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор, накопление, умножение на коэффициенты трансформации, и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИБК АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС»

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Для ИК, не использующих в своем составе ИБКЭ, данные на уровень ИБК передаются от счетчиков через GSM модем по основному каналу, или по резервному (GSM-сеть другого оператора).

Коммуникационный сервер опроса ИБК АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС» автоматически опрашивает (или по запросу пользователя) УСПД ИБКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал GSM-связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи GSM другого оператора.

По окончании опроса измеренные значения активной (реактивной) энергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных (далее по тексту - БД) сервера ИБК. В сервере БД ИБК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИБК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в виде электронных документов в формате XML (формат 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка), передает его в ПАО «ФСК ЕЭС» - коммуникационный сервер ИБК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по точкам поставки подстанций АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС» в сечении коммерческого учета производится с коммуникационного сервера ИБК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» в виде файла-отчета с результатами измерений, в формате XML с использованием ЭЦП в программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора оптового рынка электроэнергии и мощности (ПАК КО) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИБК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Синхронизация часов УСПД выполняется УССВ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от УССВ на основе GPS приемника, подключенного к серверу с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Синхронизация и коррекция времени сервера ИБК осуществляется также от GPS приемника. Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по каналам GSM-сетей, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дату, 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 ПК «Пирамида 2000» (далее по тексту - ПО ПК «Пирамида 2000»). ПК «Пирамида 2000» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Пирамида 2000».

Идентификационные данные ПК «Пирамида 2000», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	2	3	4	5	6
Наименование программного обеспечения	Модуль «Доставка данных» (Delivery.exe)	Модуль «Синхронизация времени» (TimeSynchro.exe)	Конфигуратор ИКМ (OperS50.exe)	Пирамида 2000 - АРМ (P2kClient.exe)	Оперативный сбор 2000 (Oper.exe)
Идентификационное наименование ПО	Программа отправки XML-отчетов	Программа синхронизации и времени серверу сбора	Программа конфигурирования сервера сбора	Программа формирования отчетов	Программа оперативного сбора данных
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.0.0	Не ниже 1.0.0.0	Не ниже 2.0.0.0	Не ниже 0.9.0.0	Не ниже 1.4.9.27
Цифровой идентификатор ПО	04fcc1f93fb0e701ed68cdc4ff54e970	a07b45593fe1a425be8853c74c29326	F46c7a9943da0ebf13e450ddebca340	f0655ce38fac1527a62a1b34402303f5	a882a7539732f98fd7a0442d92f042e6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	MD5	MD5	MD5	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты - высокий в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, а также метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС»						
1	СарГЭС, ОРУ - 220 кВ, ВЛ - 220 кВ Сенная - 2	TG 245 класс точности 0,2S Ктт=2000/1 Зав. № 1687/07; 1684/07; 1686/07 Регистрационный № 15651-06	CPB 245 класс точности 0,2 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 1HSE 8730 675; 1HSE 8730 674; 1HSE 8730 676 Регистрационный № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01058791 Регистрационный № 27524-04	СИКОН С10 зав. № 381, 382 Регистрационный № 21741-03	активная реактивная
2	СарГЭС, ОРУ - 220 кВ, ВЛ - 220 кВ СарГЭС - Терешка с отп. на ПС Вольская	TG 245 класс точности 0,2S Ктт=2000/1 Зав. № 1821/07; 1818/07; 1820/07 Регистрационный № 15651-06	CPB 245 класс точности 0,2 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 1HSE 8770 631; 1HSE 8770 632; 1HSE 8770 633 Регистрационный № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01058747 Регистрационный № 27524-04		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	1,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	1,1

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,5	2,8	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,7	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	0,7	1,2	1,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	0,7	1,1	1,0

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$;
2. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C;
3. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
4. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
5. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от I_n до $1,2 \cdot I_n$;
- коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,87(0,5);
- частота - (50 $\pm$ 0,15) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

6. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{Н1}$ до $1,1 \cdot U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,05 \cdot I_{Н1}$ до $1,2 \cdot I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35 °С.

Для счетчика электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{Н2}$ до $1,1 \cdot U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{Н2}$ до $1,2 \cdot I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных 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;
- счетчик типа СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД СИКОН С10 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания - до 5 лет;
- ИВК - 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.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТГ 245	6
Трансформатор напряжения СРВ 245	6
Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	2
УСПД типа СИКОН С10	2
Методика поверки МП 206.1-046-2016	1
Паспорт-формуляр АУВП.411711.СМС.002.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-046-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Волги с использованием элементов АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2016 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с документом ИЛГШ.411151.124 РЭ1
- для УСПД СИКОН С10 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180. 00. 000 И1», утвержденной ВНИИМС 2013 г.;
- 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Волги с использованием элементов АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений АИИС КУЭ RA.RU.311298/111-2016 от 15.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Волги с использованием элементов АИИС КУЭ №11 ОАО «Саратовская ГЭС»

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33; Факс: +7 (495) 710-96-55; E-mail: info@fsk-ees.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), ИНН 7733157421

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон: +7 (495) 620-08-38; Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66; E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.