

Приложение № 8
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» ноября 2020 г. № 1808

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации, а так же измерения времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени типа УСВ-2 (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и

мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени УССВ, со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется не реже, чем 1 раз в 1 час. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ производится при наличии расхождения ± 1 мс и более.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ, со шкалой времени УСПД осуществляется не реже, чем 1 раз в 1 сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится при наличии расхождения ± 1 с и более.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно время задержки составляет менее 0,2 с

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счётчиков, и сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Верхнебалкарская МГЭС, ГГ-1 (6,3 кВ)	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-09 Сервер: HP ProLiant DL160 G6	активная реактивная
2	Верхнебалкарская МГЭС, ГГ-2 (6,3 кВ)	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	Верхнебалкарская МГЭС, ГГ-3 (6,3 кВ)	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	Верхнебалкарская МГЭС, КРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф. 391 Верхнебалкарская МГЭС - Мухольская ГЭС	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	Верхнебалкарская МГЭС, КРУМ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Верхнебалкарская МГЭС - Кашхатау	ТЛО-35 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. Т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-09 Сервер: HP ProLiant DL160 G6	активная реактивная
<p>Примечания:</p> <p>1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.</p> <p>2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.</p> <p>3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>4. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	1,5	2,5	2,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, УСПД °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 2 45000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков УСПД;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов ТТ и ТН;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения).

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки (испытательного блока);
 - УСПД;
 - сервера (серверных шкафов);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	12
Трансформатор тока	ТЛО-35	36291-11	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	68841-17	12
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	70747-18	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	28822-05	1
Сервер	HP ProLiant DL160 G6	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 3-2020	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 3-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС). Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 30 июня 2020 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 (Рег. № 39952-08);
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10);
- термогигрометр «Ива-6»: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. № 46434-11);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС) (АИИС КУЭ филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС)), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Верхнебалкарская МГЭС)

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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Регистрационный номер RA.RU.312308 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.