

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2025 г. № 1180

Регистрационный № 95694-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Черекская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Черекская ГЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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 (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, расположенный на Кашхатау ГЭС, устройства синхронизации времени ССВ-1Г (основное и резервное), расположенные на Кашхатау ГЭС, устройства синхронизации времени ИСС-1.5 (основное и резервные), расположенные на Черекской ГЭС, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2.0», автоматизированные рабочие места (далее – АРМ).

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и информационные системы других смежных субъектов ОРЭМ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ, в АО «СО ЕЭС» и в заинтересованные организации осуществляется с сервера АИИС КУЭ, либо АРМ, по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР по сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Также сервер ИВК может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входят устройства синхронизации времени ССВ-1Г (основное и резервное), расположенные на Кашхатау ГЭС, и устройства синхронизации времени ИСС-1.5 (основное и резервное), расположенные на Черекской ГЭС.

Сравнение шкалы времени сервера с ССВ-1Г Кашхатау ГЭС происходит не реже, чем 1 раз в сутки посредством встроенного ПО сервера ИВК. Коррекция шкалы времени сервера выполняется при расхождении шкал времени сервера ИВК и ССВ-1Г Кашхатау ГЭС более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИСС-1.5 осуществляется периодически (не реже, чем 1 раз в 1 сутки). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени ИСС-1.5.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» 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 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Наименование программного обеспечения	«Пирамида 2.0»
Номер версии ПО (идентификационный номер)	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Идентификационное наименование	ValuesDataProcessing.dll
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2.0 не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 10 кВ Аушигерская ГЭС-Кашатау с отпайками на Черекскую ГЭС, Зарагужскую ГЭС (Ф-101)	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3;100/√3 Рег. № 71707-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ССВ-1Г (основное, резервное) Рег. № 61380-15, ИСС-1.5 (основное, резервное) Рег. № 71235-18,	активная реактивная	±1,1	±3,0
							±2,7	±4,8
2	ГА-3	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/100 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
3	Ввод Т-1 КРУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/100 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	DEPO Storm 1430BIR	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ГА-2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/100 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ССВ-1Г (основное, резервное) Рег. № 61380-15,	активная	±0,6	±1,5
5	ТСН-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 50/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/100 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		реактивная	±1,3	±2,6
6	ГА-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/100 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная	±0,6	±1,5
7	ВЛ 110 кВ «Зарагизская ГЭС - Черекская ГЭС»	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 82676-21	НДКМ-100 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ИСС-1.5 (основное, резервное) Рег. № 71235-18,	реактивная	±1,3	±2,6
8	ВЛ 110 кВ «Черекская ГЭС – Псыгансу»	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 82676-21	НДКМ-100 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная	±0,6	±1,5
9	Перемычка 110 кВ	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 82676-21	НДКМ-100 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	ESM-HV100-24- A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		реактивная	±1,3	±2,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	
Примечания								
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).								
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.								
3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05)$ $I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 9 от 0 °С до +40 °С.								
4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.								
5 Допускается замена устройств синхронизации времени ССВ-1Г и ИСС-1.5 на аналогичные утвержденных типов.								
6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика ESM-HV100-24-A2E2-02A - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	170000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	17
Трансформатор тока	ТОГФ-110	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	4
Трансформатор напряжения	НДКМ-100	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ESM-HV100-24-A2E2-02A	9
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Устройство синхронизации времени	ИСС-1.5	2
Сервер	DEPO Storm 1430B1R	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	165-2023-147-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Черекская ГЭС, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

ИНН 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1

Телефон: +7 (495) 225-32-32

Факс: +7 (391) 929-17-29

E-mail: office@rushydro.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Малые ГЭС Ставрополя и Карачаево-Черкесии» (ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»)

ИНН 0917014406

Адрес: 357431, Ставропольский край, г. о. город-курорт Железноводск, п. Иноземцево, ул. Гагарина, д. 2Н, помещ. 35

Телефон: +7-495-122-05-55

Web-сайт: mges-stavr.rushydro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

