

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93238-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Богучанская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Богучанская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

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 (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД передается при помощи технических средств приема-передачи данных на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится независимо от величины расхождения показаний часов УСПД и часов сервера.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Богучанская ГЭС» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 1 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll	Com StdFunctions.dll	DateTimeProcessing.dll	Safe Values DataUpdate.dll	Simple Verify Data Statuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.6									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CDE373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Богучанская ГЭС, ГГ-1 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	ТЭС 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
2	Богучанская ГЭС, ГГ-2 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	ТЭС 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
					Реак- тивная	1,1	2,3		
3	Богучанская ГЭС, ГГ-3 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	ТЭС 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,6	1,4	
						Реак- тивная	1,1	2,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4	Богучанская ГЭС, ГГ-4 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4	
								Реак- тивная	1,1	2,3
5	Богучанская ГЭС, ГГ-5 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4	
							Реак- тивная	1,1	2,3	
6	Богучанская ГЭС, ГГ-6 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4	
							Реак- тивная	1,1	2,3	
7	Богучанская ГЭС, ГГ-7 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4	
							Реак- тивная	1,1	2,3	
8	Богучанская ГЭС, ГГ-8 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4	
					Реак- тивная	1,1	2,3			
9	Богучанская ГЭС, ГГ-9 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Актив- ная	0,6	1,4			
					Реак- тивная	1,1	2,3			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
10	Богучанская ГЭС, КРУЭ-220 кВ, Элегазовый токопровод 220 кВ в сторону 1АТ	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 35406-07 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Интеллектуальный контроллер SM160-02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Богучанская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Активная	0,6	1,4		
								Реактивная	1,1	2,3	
11	Богучанская ГЭС, КРУЭ-220 кВ, Элегазовый токопровод 220 кВ в сторону 2АТ	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 35406-07 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08					Активная	0,6	1,4
									Реактивная	1,1	2,3
12	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т7	ТВ-ТМ-35 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 61552-15 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08					Активная	0,6	1,4
							Реактивная	1,1	2,3		
13	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т8	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 35406-12 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,6	1,4		
							Реактивная	1,1	2,3		
14	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т9	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 35406-12 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,6	1,4		
							Реактивная	1,1	2,3		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Богучанская ГЭС, КРУ2-6 кВ, 1С 6 кВ, яч. 41, КЛ-6 кВ	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 30709-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6У2 Кл.т. 0,2 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4
								Реак- тивная	1,1
16	Богучанская ГЭС, КРУ2-6 кВ, 2С 6 кВ, яч. 50, КЛ-6 кВ	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 30709-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6У2 Кл.т. 0,2 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
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. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +25 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 180000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	JKQ 940С	27
Трансформаторы тока встроенные	JR 0,5	12
Трансформаторы тока	ТВ-ТМ-35	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10-6	6
Трансформаторы напряжения	ТЈС 6-G	27
Трансформаторы напряжения	SU252/В34	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.4-6У2	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Контроллеры многофункциональные	Интеллектуальный контроллер SM160-02М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АО «Богучанская ГЭС»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр-паспорт	АУВГ.420085.103.ФП	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Богучанская ГЭС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Богучанская ГЭС» (АО «Богучанская ГЭС»)

ИНН 2420002597

Юридический адрес: 663491, Красноярский край, Кежемский р-н, г. Кодинск, ул. Промышленная, зд. 3

Телефон: (391) 433-10-00

E-mail: boges@boges.ru

Изготовитель

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

ИНН 5262269174

Адрес: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, д. 1а

Телефон: (831) 217-14-61

Факс: (831) 217-14-60

Web-сайт: www.infiniti-energo.ru

E-mail: info@infiniti-energo.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

