

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 469 от 09.03.2017 г.)

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» (далее-АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, поставляемой на оптовый рынок электрической энергии и потребляемой на собственные нужды станции, средней активной и реактивной мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измеритель-ные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5; 1,0 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 и 0,2 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии многофункциональные А1R-4-0L-C25-T+ класса точности (КТ) 0,2S /0,2, А2R-3-0L-C25-T+ класса точности (КТ) 0,5S/0,5, А1R-4-AL-C29-T+ класса точности (КТ) 0,2S/0,2 (ГР № 14555-02) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электро-энергии, указанных в таблице 2 (37 точек измерения).

2-й уровень- измерительно-вычислительные комплексы (ИВКЭ-1, ИВКЭ-2). ИВКЭ-1 включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) серии RTU-300 (модификация RTU-325-E-256-M3-B4-Q-i2-G) (ГР №19495-03), GPS-приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) типа GPS-35HVS (ГРН№41681-10), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВКЭ-2 включает в себя УСПД серии RTU-300 (модификация RTU-325-E1-512-M4-B4), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

3-й уровень- представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер типа ML350, который построен на основе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (ГР № 20481-00), объединяет два ИВКЭ и функционирует под управлением ПО «Альфа Центр SE» и является центром сбора и обработки данных, коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485, GSM-модемы Siemens TC-35i), автоматизированные рабочие места.

Информационные каналы построены следующим образом. ИИК объединяются в сети интерфейс RS-485. Каждая сеть интерфейса RS-485 подключается к сети Ethernet посредством мультиплексора MOXA DE-334 и сетевого коммутатора 065-7210SC_i SignaMax или посредством УСПД RTU-325 и сетевого коммутатора 065-7210SC_i SignaMax. Сетевые коммутаторы установлены на БВС, ППП, ЩТБ-2 и ЩТБ-5 «Гусиноозерской ГРЭС». УСПД ИВКЭ-1, УСПД ИВКЭ-2, ИВК объединены сетью IEEE 802.3 (ВОЛС).

Связь АИИС КУЭ с внешними системами осуществляется посредством телефонной линии связи с использованием модема Zyxel U-336E или посредством канала связи по сети GSM с использованием сотового терминала Siemens TC-35i.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и измерительных трансформаторов напряжения (ТН), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее результаты измерений и журналов событий поступают в ИВК.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам в ОАО «АТС» и ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS- приемник типа GPS-35HVS, установленный на уровне ИВКЭ-1, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS.

Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Время в УСПД RTU 325 уровня ИВКЭ-1 синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Сличение времени УСПД RTU 325 уровня ИВКЭ-2 с временем УСПД RTU 325 уровня ИВКЭ-2 и сервера БД осуществляется каждые 30 минут, корректировка выполняется при расхождении времени на ± 2 с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД RTU 325 уровня ИВКЭ-1 осуществляется каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени на ± 2 с. Сличение времени УСПД RTU 325 уровня ИВКЭ-1 с временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка выполняется при расхождении времени на ± 1 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки. Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК установлено программное обеспечение (далее-ПО) ПК «АльфаЦЕНТР» (Версия 12.05.01.01). Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Турбогенератор ст. № 1	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,5 10000/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2	RTU-325-E1-512-M4-B4	GPS- приемник типа GPS-35HVS	Активная Реактивная
2	Турбогенератор ст. №2	ТШЛ 20Б-1 КТ 0,5 10000/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2			
3	Турбогенератор ст. № 3	ТШЛ-20-1-УХЛ2 КТ 0,2S 10000/5	ЗНОЛ.06-15 У3 15750/100 КТ 0,2	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2			
5	Турбогенератор ст. № 5	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,5 10000/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2			
6	Турбогенератор ст. № 6	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,5 10000/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2			
7	Возбуждение тиристорное ВТ-1	ТВТ-35 КТ 0,5 200/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
11	Возбуждение тиристорное ВТ-5	ТВТ-35 КТ 1 200/5	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
15	ВЛ-220 кВ МГ-251 (ГО ГРЭС-ПС Мысовая)	ТВ-220/25 КТ 0,5 1000/1	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2	RTU-325-E-256-M3-B4-Q-i2-G		
16	ВЛ-220 кВ МГ-252 (ГО ГРЭС-ПС Мысовая)	ТВ-220/25 КТ 0,5 1000/1	НКФ-220-58У1 КТ 0,5 220000/100	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
17	ВЛ-220 кВ ГС-255 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
18	ВЛ-220 кВ ГС-256 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
19	ВЛ-220 кВ ГМШ-260 (ГО ГРЭС-ПС Мухоршибирь)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	ВЛ-220 кВ РГ-295 (ГО ГРЭС-ПС Районная)	ТВ-220/25 КТ 0,5 750/1	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2	RTU-325-E-256-M3-B4-Q-i2-G	GPS- приемник типа GPS-35HVS	Активная Реактивная
21	ВЛ-220 кВ РГ-296 (ГО ГРЭС- ПС Районная)	ТВ-220/25 КТ 0,5 750/1	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
22	ВЛ 500 КГ-582 (ГО ГРЭС – ПС Ключи)	ТФ3М-220Б-IV КТ 0,5 1000/1	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
23	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-220А	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
24	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-220Б	ТФ3М-220Б-IV КТ 0,5 1000/1	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
27	ВЛ-110 кВ ГГ-151 (ГО ГРЭС-ПС Гусиноозерская)	ТВ-110/50 КТ 0,5 1000/1	НАМИ- 110УХЛ1 КТ 0,5 110000/100	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
28	ВЛ-110 кВ ГГ-152 (ГО ГРЭС-ПС Гусиноозерская)	ТВ-110/50 КТ 0,5 1000/1	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 110000/100	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
29	ВЛ-110 кВ ГС-106 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТВ-110/50 КТ 0,5 2000/1	НАМИ-10УХЛ1 КТ 0,5 110000/100	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
30	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 УХЛ1 1000/1 КТ 0,2S	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,5 110000/100	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2			
37	Трансформатор собственных нужд 21 Т-А	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
38	Трансформатор собственных нужд 21 Т-Б	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
39	Трансформатор собственных нужд 22 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
40	Трансформатор собственных нужд 22 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
41	Трансформатор собственных нужд 23 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5	RTU-325-E1-512-M4-B4	GPS- приемник типа GPS-35HVS	Активная Реактивная
42	Трансформатор собственных нужд 23 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
45	Трансформатор собственных нужд 25 Т-А	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5	НОЛ-0,8-6УТ2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
46	Трансформатор собственных нужд 25 Т-Б	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5	НОЛ-0,8-6УТ2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
47	Трансформатор собственных нужд 26 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
48	Трансформатор собственных нужд 26 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
49	Трансформатор собственных нужд 1ТР-А	ТПЛШ-10 КТ 0,5 2000/5	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
50	Трансформатор собственных нужд 1ТР-Б	ТПЛШ-10 КТ 0,5 2000/5	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
51	Трансформатор собственных нужд 2ТР-А	ТПЛШ-10 КТ 0,5 2000/5	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
52	Трансформатор собственных нужд 2ТР-Б	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
53	Трансформатор собственных нужд 3ТР-А	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5	НОЛ.08-6УТ2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			
54	Трансформатор собственных нужд 3ТР-Б	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5	НОЛ.08-6УТ2 КТ 0,5 6000/100	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5			

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9÷1,1) Уном; ток (0,05÷1,2) Ином для ИК №1,2,5,6,7,11,16, 15, 20-22, 24, 27-29, 37-42,45-54; ток (0,01÷1,2) Ином для ИК №3,17-19, 23, 30; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 60 до плюс 40 °С, для счетчиков «Альфа» от минус 40 до плюс 55 °С; для сервера от 10 до 35 °С приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
1,2,5,6,16, 27-29	0,5	-	-	$\pm 5,5$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,1$
	0,8	-	-	$\pm 3,0$	$\pm 4,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,8$
	0,865	-	-	$\pm 2,6$	$\pm 5,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$
	1	-	-	$\pm 1,9$	Не норм	$\pm 1,2$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм
7, 37-42, 45-54	0,5	-	-	$\pm 5,7$	$\pm 2,8$	$\pm 3,4$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,5$
	0,8	-	-	$\pm 3,4$	$\pm 4,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,865	-	-	$\pm 3,1$	$\pm 5,7$	$\pm 2,2$	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 2,4$
	1	-	-	$\pm 2,3$	Не норм	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,7$	Не норм
11	0,5	-	-	$\pm 10,7$	$\pm 4,9$	$\pm 5,7$	$\pm 2,7$	$\pm 4,1$	$\pm 2,0$
	0,8	-	-	$\pm 5,8$	$\pm 8,6$	$\pm 3,3$	$\pm 4,4$	$\pm 2,6$	$\pm 3,1$
	0,865	-	-	$\pm 5,1$	$\pm 10,7$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$	$\pm 2,5$	$\pm 3,8$
	1	-	-	$\pm 3,7$	Не норм	$\pm 2,3$	Не норм	$\pm 1,9$	Не норм
3,17-19,23	0,5	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,2$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	± 1
	0,865	$\pm 1,2$	$\pm 2,1$	$\pm 0,8$	$\pm 1,4$	$\pm 0,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,6$	$\pm 1,1$
	1	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,6$	Не норм	$\pm 0,5$	Не норм	$\pm 0,8$	Не норм
15,20-22,24	0,5	-	-	$\pm 5,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$
	0,8	-	-	$\pm 2,8$	$\pm 4,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
	0,865	-	-	$\pm 2,4$	$\pm 5,3$	$\pm 1,3$	$\pm 2,8$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	1	-	-	$\pm 1,7$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм
30	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$
	0,865	$\pm 1,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,6$	$\pm 0,9$	$\pm 1,6$
	1	$\pm 1,2$	Не норм	$\pm 0,8$	Не норм	$\pm 0,7$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; ток (0,05÷1,2) Ином для ИК №1,2,5,6,7,11,16, 15, 20-22, 24, 27-29, 37-42,45-54; ток (0,01÷1,2) Ином для ИК №3,17-19, 23, 30; $\cos \phi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20 ± 5) °С приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,2,5,6,16,27-29	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±3,0	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,7	±2,4	±1,3	±1,8
	0,865	-	-	±2,6	±5,4	±1,5	±2,9	±1,2	±2,2
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм
7, 37-42, 45-54	0,5	-	-	±5,6	±2,7	±3,2	±1,6	±2,6	±1,3
	0,8	-	-	±3,3	±4,5	±2,1	±2,5	±1,8	±1,9
	0,865	-	-	±2,9	±5,6	±1,9	±3,0	±1,7	±2,3
	1	-	-	±2,0	Не норм	±1,4	Не норм	±1,2	Не норм
11	0,5	-	-	±10,7	±4,9	±5,6	±2,6	±4,0	±1,9
	0,8	-	-	±5,7	±8,5	±3,1	±4,4	±2,4	±3,1
	0,865			±5,0	±10,6	±2,8	±5,4	±2,2	±3,8
	1	-	-	±3,5	Не норм	±2,0	Не норм	±1,6	Не норм
3,17-19,23	0,5	±2,0	±1,2	±1,3	±0,8	±0,9	±0,5	±0,9	±0,5
	0,8	±1,3	±1,7	±0,8	±1,1	±0,6	±0,8	±0,6	±0,8
	0,865	±1,2	±2,0	±0,7	±1,2	±0,6	±0,9	±0,6	±0,9
	1	±1,0	Не норм	±0,6	Не норм	±0,5	Не норм	±0,5	Не норм
15,20-22,24	0,5	-	-	±5,3	±2,4	±2,7	±1,3	±1,9	±0,9
	0,8	-	-	±2,8	±4,2	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
	0,865	-	-	±2,4	±5,3	±±1,3	±±2,7	±±0,9	±±1,9
	1	-	-	±1,7	Не норм	±0,9	Не норм	±0,7	Не норм
30	0,5	±2,3	±1,3	±1,7	±0,9	±1,4	±0,8	±1,4	±0,8
	0,8	±1,4	±1,9	±1,0	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
	0,865	±1,3	±2,3	±0,9	±1,6	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1	±1,1	Не норм	±0,8	Не норм	±0,7	Не норм	±0,7	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный типа «Альфа»

-среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов;

-среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 24$ часа;

УСПД RTU-325

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ часов,

-средний срок службы -30 лет

трансформатор тока и трансформаторы напряжения

-среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,

сервер

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 20000$ часов,

-среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 24$ часа.

Надежность системных решений:

-защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

-резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭ с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- параметрирования;

- воздействия внешнего магнитного поля;

- вскрытие счетчика;

-пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;

журнал событий УСПД:

- вскрытие УСПД;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- коррекции времени в УСПД.

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками, УСПД;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике, УСПД, сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- УСПД.

защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер;
- установка пароля на УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре СИ	Количество
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный А2R-3-OL-C25-T+, КТ 0,5S/0,5	14555-02	18 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный А1R-4-AL-C29-T+, КТ 0,2S/0,2	14555-02	14 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный А1R-4-OL-C25-T+, КТ 0,2S/0,2	14555-02	5 шт.
Трансформатор тока ТШЛ-20-1-УХЛ2, КТ 0,2S	47957-11	3 шт.
Трансформатор тока ТШЛ-20Б-1, КТ 0,5	4016-74	12 шт.
Трансформатор тока ТВТ-35, КТ 0,5 и ТВТ-35, КТ 1	3642-73	2 шт./2 шт.
Трансформатор тока ТВ-220/25, КТ 0,5	3182-72	8 шт.
Трансформатор тока ТГФМ-220II*, КТ 0,2S	36671-08	12 шт.
Трансформатор тока ТГФМ-110 УХЛ1, КТ 0,2S	36672-08	3 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-220Б-IV, КТ 0,5	6540-78	6 шт.
Трансформатор тока ТВ-110/50, КТ 0,5	3190-72	9 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10, КТ 0,5	2473-69	12 шт.
Трансформатор тока ТПШЛ-10, КТ 0,5	1423-60	6 шт.
Трансформатор тока ТЛШ-10УЗ, КТ 0,5	6811-78	14 шт.
Трансформатор напряжения НОЛ 08-6УТ2.06-6, КТ 0,5	3345-72	8 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-6У, КТ 0,5	159-49	8 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66, КТ 0,5	2611-70	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения НКФ-110-57-У1, КТ 0,5	922-54	3 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-220-58У1, КТ 0,5	1382-60	3 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15-63, КТ 0,5	1593-70	14 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15 УЗ, КТ 0,2	46738-11	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1, КТ 0,5	24218-08	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-220УХЛ1, КТ 0,2	20344-05	9 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6У2, КТ 0,5	23544-07	15 шт.
УСПД серии RTU-300 (модификация RTU-325-E-256-M3-B4-Qi2-G и RTU-325-E1-512-M4-B4)	19495-03	1 шт./1 шт.
Сервер типа МТ 350	-	1 шт.
GPS-приемник типа GPS-35HVS	-	1 шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 121657.422222.001.Д1.01		1экз.
Формуляр ФО 121657.422222.001.Д1		1экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 121657.422222.001.Д1.01 «Система информационно-измерительная автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»». Методика поверки, утвержденному ГЦИ СИ «СНИИМ» в июне 2006 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные «Альфа» в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018.Методика поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии «Альфа», согласованной ВНИИМ им. Д.И. Менделеева.
- УСПД RTU 325 в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU- 300. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМС» в 2003 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» МВИ 4222-01-7719586228-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №131/RA.RU 311290/2015/2016 от 12 мая 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»

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

ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

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

Адрес: 650070, г. Кемерово, ул. Терешковой, д.53

Телефон/факс: (3842)313015

ИНН 4205056562

Модернизация системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» проведена филиалом «Гусиноозерская ГРЭС» Акционерного общества «Интер РАО» Электрогенерация»

Адрес: 671160, г. Гусиноозерск, Республика Бурятия

ИНН 770478445077

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный Центр «ЭНЕРГОТЕСТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ «ЭТК»)

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Нижняя, д. 14, стр. 1 ,а/я 7/3

Телефон: (495) 258 01 24

ИНН 7719586228

Испытательные центры

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д.4

Телефон: (383) 210-08-14

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-05 от 12.12.2005 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса,134, г. Самара

Телефон/факс: (846)3360827

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.