

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Княжегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Княжегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 32 измерительных каналов (ИК), указанных в таблице 2.1 (32 точки измерений). АИИС КУЭ реализуется на Кумской ГЭС (ГЭС-9), расположенной на реке Кума возле п. Кумапорог, Лоухского района Республики Карелия и на Иовской ГЭС (ГЭС-10), Княжегубской ГЭС (ГЭС-11) каскада Нивских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», территориально расположенных на реке Иова, возле п. Зареченск и реке Ковда возле п. Зеленоборский Кандалакшского района Мурманской области соответственно.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – комплексы информационно-измерительные (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части измерения активной электроэнергии) и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части измерения реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – комплексы энергообъектов измерительно-вычислительные (ИВКЭ), созданные на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. №№ 000977, 000978, 000980), источников бесперебойного питания, автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала ИВКЭ и технических средств каналов приема-передачи данных.

3-й уровень – комплекс информационно-вычислительный (ИВК), включает в себя сервер базы данных (БД), источник бесперебойного питания, АРМ персонала ИВК и технических средств приема-передачи данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, 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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ автоматически производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по основному или резервному каналам передачи данных на верхний уровень системы (сервер БД ИВК АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам. В качестве основного выделенного канала связи используется корпоративная сеть передачи данных ЛВС Ethernet энергообъектов - волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС) - ЛВС Ethernet филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». В качестве резервных выделенных каналов передачи данных может быть задействованы резервная ВОЛС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», арендуемая ВОЛС у сторонней организации, коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц регионального оператора или коммутируемый канал телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП) – ВЧ-связь - ТфССОП. При выходе из строя линий связи или УСПД ИВКЭ предусмотрен ручной сбор измерительной информации с оптопортов счетчиков с использованием инженерного пульта (ноутбука) с оптическим преобразователем и программным обеспечением для работы со счётчиками системы, с последующим переносом этой информации в базу данных сервера.

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ, установленный в ЦСОИ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера
БД ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов каскада Нивских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Один раз в сутки учетная информация по инициативе ИВК АИИС КУЭ, в соответствии с согласованными сторонами регламентами, передается в ОАО «АТС» и другие организации–участники оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УССВ, подключенных к УСПД ИВКЭ Кумской ГЭС (ГЭС-9), Иовской ГЭС (ГЭС-10) и Князегубской ГЭС (ГЭС-11). Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, сигнал которого принимается через приёмник GPS16-HVS со спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД ИВКЭ осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД ИВКЭ более ± 1 с.

УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. Сличение времени встроенных часов счетчиков со временем встроенных часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД ИВКЭ и счетчика более ± 2 с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ персонала.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программных обеспечений (ПО).

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

ПО АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчиков;
- программное обеспечение УСПД ИВКЭ;
- программное обеспечение сервера БД ИВК;
- программное обеспечение АРМ персонала;
- программное обеспечение инженерного пульта.

ПО «АльфаЦЕНТР» предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Файл ac_metrology.dll является библиотекой метрологически значимых функций версии 12.01 программного модуля «АльфаЦЕНТР Коммуникатор» версии 4.10 ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.01.01. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.01.01 и выше
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.2 нормированы с учетом ПО;

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительных комплексов и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно.

Таблица 2.1 – Состав информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ

Измерительный канал		Состав информационно-измерительных комплексов				Ктт · Ктч · Ксч	Наименование измеряемой величины					
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер							
1	2	3		4		5	6	7				
1	Кумская ГЭС (ГЭС-9), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11262	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
				B	ТЛП-10-1 У3	11275						
				C	ТЛП-10-1 У3	11278						
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037099						
				B	UGE 12 У3	07037100						
				C	UGE 12 У3	07037101						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176659						
		2	Кумская ГЭС (ГЭС-9), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,2 Ктт = 3000/5 № 11077-03	A			ТЛШ-10 У3	3747	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
						B			ТЛШ-10 У3	3748		
C	ТЛШ-10 У3					3750						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE 12 У3	07037069						
				B	UGE 12 У3	07037087						
				C	UGE 12 У3	07037131						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169531						
3	Кумская ГЭС (ГЭС-9), Л-159			ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475052	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
						B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475051				
		C	KOTEF 245 УХЛ1			2008/475053						
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475052						
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475051						
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475053						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169517						
		4	Кумская ГЭС (ГЭС-9), КРУ-10 кВ, яч. № 3 ф. Пяозеро	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11487			2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
						B	ТЛП-10-5 У3	11479				
C	ТЛП-10-5 У3					11486						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03			A	UGE 12 У3	07036945						
				B	UGE 12 У3	07036974						
				C	UGE 12 У3	07036980						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06			A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193345						

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Иовская ГЭС (ГЭС-10), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11294	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11295		
				C	ТЛП-10-1 У3	11296		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037063		
				B	UGE 12 У3	07037064		
				C	UGE 12 У3	07037082		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165704				
6	Иовская ГЭС (ГЭС-10), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11298	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11297		
				C	ТЛП-10-1 У3	11287		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037048		
				B	UGE 12 У3	07037124		
				C	UGE 12 У3	07037144		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169518				
7	Иовская ГЭС (ГЭС-10), Л-151	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475044	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475043		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475042		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475044		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475043		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475042		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165706				
8	Иовская ГЭС (ГЭС-10), Л-158	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475047	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475046		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475045		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475047		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475046		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475045		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172444				
9	Иовская ГЭС (ГЭС-10), Л-159	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475050	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475049		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475048		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475050		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475049		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475048		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172440				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТП-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11521	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11520		
				C	ТЛП-10-5 У3	11526		
		ТН 1 С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036961		
				B	UGE 12 У3	07036977		
				C	UGE 12 У3	07036983		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193398				
11	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТП-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11522	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11523		
				C	ТЛП-10-5 У3	11524		
		ТН 2 С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036942		
				B	UGE 12 У3	07036957		
				C	UGE 12 У3	07036981		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193343				
12	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТР-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11519	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11515		
				C	ТЛП-10-5 У3	11525		
		ТН 1 С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036961		
				B	UGE 12 У3	07036977		
				C	UGE 12 У3	07036983		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193379				
13	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ЛБ-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 35242-10	A	МКСОН	13/80144300	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B				
				C				
		ТН 3 С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	326		
				B				
				C				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193431				
14	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТР-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11516	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11517		
				C	ТЛП-10-5 У3	11518		
		ТН 2 С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036942		
				B	UGE 12 У3	07036957		
				C	UGE 12 У3	07036981		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193380				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3			4		5	6	7
15	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ЛБ-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 35242-10	A	MKSOH	13/80144302	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				B					
		C							
		ТН 4С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	280			
B									
C									
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193467					
ТТ		КТ = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 28139-07	A	ТТИ-А УХЛЗ	T38491				
			B	ТТИ-А УХЛЗ	U43419				
	C		ТТИ-А УХЛЗ	T38495					
ТН	-	A	-	-					
		B							
		C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176707					
ТТ		КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11272				
			B	ТЛП-10-1 У3	11273				
	C		ТЛП-10-1 У3	11274					
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037061					
		B	UGE 12 У3	07037097					
		C	UGE 12 У3	07037067					
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176663					
ТТ		КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11286				
			B	ТЛП-10-1 У3	11285				
	C		ТЛП-10-1 У3	11279					
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037057					
		B	UGE 12 У3	07037106					
		C	UGE 12 У3	07037059					
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176646					
ТТ		КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11255				
			B	ТЛП-10-1 У3	11254				
	C		ТЛП-10-1 У3	11277					
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037053					
		B	UGE 12 У3	07037146					
		C	UGE 12 У3	07037066					
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169457					

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
20	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11265	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11264		
				C	ТЛП-10-1 У3	11257		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037070		
				B	UGE 12 У3	07037141		
				C	UGE 12 У3	07037072		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165707				
21	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-1	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475018	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475010		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475016		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475018		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475010		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475016		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176654				
22	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-2	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475012	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475013		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475009		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475012		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475013		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475009		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176651				
23	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475019	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475017		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475020		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475019		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475017		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475020		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176661				
24	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-4	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475011	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475014		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475015		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475011		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475014		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475015		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176644				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
25	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11496	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11497		
				C	ТЛП-10-5 У3	11495		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169543				
26	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-5	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11506	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11511		
				C	ТЛП-10-5 У3	11505		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176686				
27	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-6	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11510	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11500		
				C	ТЛП-10-5 У3	11501		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176681				
28	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-8	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11364	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11363		
				C	ТЛП-10-2 У3	11362		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
				C	UGE 12 У3	07037161		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165617				
29	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-9	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11508	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11504		
				C	ТЛП-10-5 У3	11502		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
				C	UGE 12 У3	07037161		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176676				

Окончание таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7				
30	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-11	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11475	1200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
				B	ТЛП-10-5 У3	11480						
				C	ТЛП-10-5 У3	11485						
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177						
				B	UGE 12 У3	07037182						
				C	UGE 12 У3	07037161						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176690						
		31	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-12	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A			ТЛП-10-5 У3	11509	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
						B			ТЛП-10-5 У3	11507		
C	ТЛП-10-5 У3					11503						
ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03			A	UGE 12 У3	07037177						
				B	UGE 12 У3	07037182						
				C	UGE 12 У3	07037161						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06			A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193485						
32	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-14			ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11489	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
						B	ТЛП-10-5 У3	11499				
		C	ТЛП-10-5 У3			11488						
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177						
				B	UGE 12 У3	07037182						
				C	UGE 12 У3	07037161						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193480						

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счётчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1;
3. Допускается замена устройств сбора и передачи данных (УСПД) на одностипный утверждённого типа.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диапазон тока	Границы относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии ИК для индуктивной нагрузки при доверительной вероятности P=0,95										
		основной ($\pm d$), %					в рабочих условиях ($\pm d$), %					
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,6/\sin j = 0,8$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,6/\sin j = 0,8$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1, 5, 6, 17 - 20	0,01 $I_{H1} \leq I_1 < 0,02 I_{H1}$	1,8	-	-	-	-	-	2,0	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	3,8	4,8	1,9	2,5	2,8	4,1	5,0	
		-	5,1	4,1	2,8	2,5	-	7,4	6,3	4,9	4,6	
	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,4	3,0	1,4	1,8	2,0	2,8	3,3	
		-	3,1	2,5	1,8	1,6	-	4,4	3,8	3,1	3,0	
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,0	1,3	1,5	2,2	2,7	1,3	1,7	1,8	2,6	3,1	
		-	2,8	2,2	1,6	1,4	-	3,6	3,2	2,6	2,5	
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,8	2,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,7	
		-	2,2	1,8	1,3	1,2	-	3,0	2,7	2,3	2,2	
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,8	2,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,7	
		-	2,2	1,8	1,3	1,2	-	2,9	2,6	2,2	2,2	
2	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,1	1,3	1,4	1,9	2,3	1,4	1,6	1,8	2,4	2,8	
		-	2,4	2,1	1,6	1,5	-	4,0	3,6	3,0	2,9	
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,7	2,0	1,3	1,5	1,7	2,2	2,5	
		-	2,1	1,8	1,4	1,3	-	3,2	2,9	2,5	2,4	
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,3	1,6	1,2	1,4	1,5	1,9	2,2	
		-	1,7	1,4	1,1	1,0	-	2,6	2,4	2,2	2,1	
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,1	1,3	1,4	1,8	2,1	
		-	1,5	1,3	1,0	0,9	-	2,4	2,2	2,1	2,1	
3, 7 - 9, 21 - 24	0,01 $I_{H1} \leq I_1 < 0,02 I_{H1}$	1,0	-	-	-	-	-	1,3	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	0,9	1,1	1,1	1,5	1,8	1,3	1,5	1,6	2,1	2,4	
		-	2,4	2,1	1,6	1,5	-	6,0	5,2	4,3	4,1	
	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,0	1,3	1,1	1,3	1,4	1,7	2,0	
		-	1,5	1,3	1,0	1,0	-	3,5	3,2	2,8	2,7	
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,0	1,2	1,3	1,7	1,9	
		-	1,3	1,1	0,9	0,9	-	2,7	2,5	2,3	2,2	
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,6	1,8	
		-	1,1	0,9	0,8	0,7	-	2,3	2,2	2,0	2,0	
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,6	1,8	
		-	1,0	0,9	0,8	0,7	-	2,1	2,0	2,0	2,0	

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4, 10 - 15, 25 - 32	0,01 $I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	2,1	-	-	-	-	3,1	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,9	2,4	2,7	4,0	4,9	3,0	3,6	4,0	5,2	6,1
		-	5,9	4,9	3,5	3,2	-	12,4	10,8	8,8	8,3
	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	2,5	3,1	2,6	3,1	3,4	4,2	4,8
		-	3,5	3,0	2,2	2,1	-	7,2	6,5	5,6	5,4
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,2	2,7	2,6	3,0	3,3	4,1	4,6
		-	3,0	2,5	1,9	1,8	-	5,7	5,2	4,6	4,5
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,9	2,3	2,6	3,0	3,2	3,9	4,3
		-	2,5	2,1	1,7	1,5	-	4,7	4,5	4,1	4,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,9	2,3	2,6	3,0	3,2	3,9	4,3
		-	2,4	2,1	1,6	1,5	-	4,4	4,2	4,0	3,9
16	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,7	2,4	2,8	4,3	5,4	2,9	3,6	4,0	5,5	6,5
		-	5,6	4,5	3,2	2,8	-	8,4	7,4	6,0	5,8
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,5	2,0	2,3	3,5	4,4	2,8	3,4	3,7	4,9	5,7
		-	4,6	3,7	2,6	2,3	-	6,6	5,9	5,0	4,8
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	1,3	1,5	2,2	2,7	2,6	3,0	3,2	4,0	4,6
		-	2,9	2,4	1,8	1,6	-	5,0	4,6	4,2	4,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,8	1,0	1,1	1,5	1,9	2,5	2,9	3,1	3,7	4,1
		-	2,1	1,8	1,4	1,3	-	4,2	4,0	3,9	3,9

Примечания:

1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для результата измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. Нормальные условия:

- параметры сети: диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_{ном}$ до $1,01 \cdot U_{ном}$, диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8_{емк.}$, диапазон частоты - от 49,85 до 50,15 Гц;
- температура окружающего воздуха - от +21 °С до +25 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,05 мТл.

3. Рабочие условия:

- параметры сети для ИК № 1, 3-15, 17-32: диапазон напряжения - от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 1$, диапазон частоты - от 49,6 до 50,4 Гц;
- параметры сети для ИК № 2, 16: диапазон напряжения - от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока - от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 1$, диапазон частоты - от 49,6 до 50,4 Гц;
- допустимая температура окружающего воздуха: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69; для счётчиков - от -40 до +65 °С; для УСПД - от 0 до +70 °С; для сервера - от +15 до +30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,5 мТл.

Надёжность применяемых измерительных компонентов в АИИС КУЭ:

- в качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены

средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 85$ ч.;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 13$ ч.;
- сервер БД - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,99$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом, не менее:

- $K_{T_АИИС\ КУЭ} = 0,983$ – коэффициент готовности;
- $T_{ср\ АИИС\ КУЭ} = 2905$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- резервирование электропитания оборудования системы;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 1. параметрирования;
 2. пропадания напряжения;
 3. коррекция времени.
- в журнале событий сервера фиксируются факты:
 1. даты начала регистрации измерений;
 2. перерывы электропитания;
 3. программные и аппаратные перезапуски;
 4. установка и корректировка времени;
 5. нарушение защиты сервера;
 6. отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 1. электросчётчиков;
 2. промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 3. испытательных коробок;
 4. УСПД;
 5. сервера.
- наличие защиты информации на программном уровне при параметрировании счетчиков, УСПД и сервера БД:
 1. установка пароля на счётчик;
 2. установка пароля на УСПД;
 3. установка пароля на сервер БД.
- наличие защиты результатов измерений на программном уровне при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Князегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность СИ АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность СИ АИИС КУЭ

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТЛП-10	60 шт.
Трансформатор тока ТЛШ-10	3 шт.
Трансформатор тока МКСОН	2 шт.
Трансформатор тока ТТИ-А	3 шт.
Трансформатор напряжения UGE	39 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10	2 шт.
Трансформатор комбинированный КОТЕФ	24 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	32 шт.
Коробка испытательная ЛИМГ	32 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	25 шт.

Продолжение таблицы 3

1	2
Шкаф УССВ на базе НКУ МЕТРОНИКА MC-225 в составе: GPS-приемник (УССВ) GARMIN 16-HVS, конвертер RS-232 в RS-232/422/485 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания Traco TMS15124C, термостат и нагреватель RITTAL, устройство защиты от перенапряжений линии связи RS-485.	3 комплекта
Шкаф УСПД настенный со стеклянной дверью на базе НКУ МЕТРОНИКА MC-240 и климат-контролем в составе: УСПД RTU325-E-256-M3-B8-Q-i2-G/RTU325-E-256-M3-B8-Q-i2-G/RTU325-E-256-M7-B4-Q-i2-G, коммутатор Ethernet 3COM OfficeConnect 3C16793 в комплекте с блоком питания, GSM-терминал Siemens MC35i в комплекте с блоком питания TRACO POWER модель TMS 15124C (опционально), GSM-антенна Антей 904 на магнитном основании, телефонный модем ZyXEL U-336E ^{plus} в комплекте с блоком питания, конвертер RS-232 в RS-232/422/485 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания TRACO POWER модель Traco TMS15124C, промышленный медиаконвертер MOXA IMC-101-M-SC с блоком питания Traco TPS15124C, оптический кросс, устройство защиты от перенапряжений линии связи RS-485, источник бесперебойного питания POWERCOM модель KIN-1000AP RM, термостат и	3 комплекта
АРМ персонала ИВКЭ в составе: системный блок Intel Core Duo2/1024 Мб/HDD 160 Gb /LAN/SVGA/FDD/DVD в сборе, PS/2 компьютерная клавиатура, PS/2 компьютерная мышь, монитор 19" LCD, принтер, ИБП	2 комплекта
АРМ персонала ИВКЭ, оснащенный ОС Windows XP Pro, (ПО) «АльфаЦЕНТР». Многопользовательская версия для центров сбора и обработки данных на 5 пользователей» AC_SE_50	2 комплекта
Переносной компьютер, оснащенный ОС Windows XP Pro, ПО для переносного инженерного пульта с функцией экспорта данных «Альфа Центр Laptop» AC_L, ПО для работы со счетчиком Альфа А1800 «Metercat 3.2.1», с оптическим преобразователем АЕ-2 для работы со счётчиками системы	1 комплект
Руководство пользователя БЕКВ.422231.038.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации БЕКВ.422231.038.ИЭ	1 экземпляр
Формуляр БЕКВ.422231.038.Ф1	1 экземпляр
Методика поверки БЕКВ.422231.038.МП.02	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу БЕКВ.422231.038.МП.02 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Князегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12 марта 2015 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные

трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счётчиков электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика проверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика проверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующем документе:

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ). АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» - «Каскад Нивских ГЭС». Том I «Технический проект. Пояснительная записка» БЕКВ.422231.037.ТП. Книга II «Каскад Нивских ГЭС» БЕКВ.422231.037.ТП.02.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Князегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии».

Изготовитель

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

ИНН 7705121991

Юридический адрес:

119017, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 37.

Почтовый адрес:

127083, г. Москва, ул. 8 Марта, д. 1, стр. 12

тел.: (495) 933-39-33, факс: (495) 933-39-31,

e-mail: public@teleswyz.ru.

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.

« ____ » _____ 2015 г.