

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 58167, регистрационный № 37635-15, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов №№ 37 - 55.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) классов точности 0,5 и 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) классов точности 0,2 и 0,5, счетчики активной и реактивной электроэнергии классов точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и классов точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325, устройства синхронизации системного времени на базе УССВ-35HVS и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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.

Измерительная информация на выходе счетчика (без учета коэффициента трансформации ИК):

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На уровне ИВК АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (Госреестр № 52065-12).

Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени – устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS на базе GPS-приемника, входящее в состав ИВКЭ и подключенное к УСПД, расположенному соответственно на БКПРУ-1, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Часы УСПД синхронизированы со временем УССВ, коррекция времени происходит 1 раз в час допустимое рассогласование ± 2 с. Сличение времени сервера БД со временем УСПД, осуществляется при каждом сеансе связи и корректировка времени сервера БД осуществляется при расхождении со временем УСПД на величину более ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД на величину более ± 2 с.

Погрешность часов ИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав АИИС КУЭ					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	УСПД	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК		
Номер ИК (номер ИК на схеме)	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	Вид энергии				Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	
37	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 4 6 кВ БКПРУ-1	ТТ КТ=0,5 К _{ТТ} =400/5 № 814-53	A	ТПФМ-10	1566	4800	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4	
			B	-	-							
			C	ТПФМ-10	1569							
		ТН К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047							
			B	ЗНОЛ.06-6	2067							
			C	ЗНОЛ.06-6	2065							
		Счетчик КТ=0,2S/0,5 К _{Сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062026							Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11		
38	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 5 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	34150	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4		
				B	-	-								
				C	ТПОФ	34185								
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047								
				B	ЗНОЛ.06-6	2067								
				C	ЗНОЛ.06-6	2065								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062034	Реактивная	± 2,0	± 2,7							
39	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 6 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	18426	7200		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4	
				B	-	-								
				C	ТПОЛ 10	18403								
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047								
				B	ЗНОЛ.06-6	2067								
				C	ЗНОЛ.06-6	2065								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061050	Реактивная	± 2,0	± 2,7							
40	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 7 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10 УЗ	5096	7200			RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 4,7
				B	-	-								
				C	ТПОЛ-10 УЗ	5095								
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047								
				B	ЗНОЛ.06-6	2067								
				C	ЗНОЛ.06-6	2065								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061131	Реактивная	± 2,0	± 2,9							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
41	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 8 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	146	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4	
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	168							
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047							
				B	ЗНОЛ.06-6	2067							
				C	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061243	Реактивная	± 2,0	± 2,7						
42	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 11 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	25759	7200		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4
				B	-	-							
				C	ТПОФ	25762							
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047							
				B	ЗНОЛ.06-6	2067							
				C	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061203	Реактивная	± 2,0	± 2,7						
43	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 12 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	52881	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,9	± 5,4
				B	-	-							
				C	ТПОФ	69586							
		ТН	КТ=0,2 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	2047							
				B	ЗНОЛ.06-6	2067							
				C	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062011	Реактивная	± 2,0	± 2,7						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
44	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 20 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	5092	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 4,9 ± 3,0	
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	5091							
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104064049									
45	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 21 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 518-50	A	ТПОФ	58610	7200		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОФ	52609							
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0103062077									
46	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 22 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	162	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	145							
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061175									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
47	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 23 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	33926	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				B	-	-							
				C	ТПОФ	33984							
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061125									
48	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 24 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	9552	7200		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	9816							
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061009									
49	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 27 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	25769	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОФ	25763							
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1107							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062019									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
50	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 34 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	5093	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,1	± 4,9	
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	5094							
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1285							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062048	Реактивная	± 2,3	± 3,0						
51	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 45 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 518-50	A	ТПОФ	25765	7200		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,1	± 5,5
				B	-	-							
				C	ТПОФ	25776							
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1285							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062041	Реактивная	± 2,3	± 2,8						
52	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 51 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =1000/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	26500	12000	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,1	± 5,5
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	26506							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	54							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061244	Реактивная	± 2,3	± 2,8						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
53	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 53 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	30206	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	30204							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	54							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061036									
54	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 54 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	29779	12000		RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	28956							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	7129							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062046									
55	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 59 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	29641	7200	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. №№ 1814		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	3023							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	54							
				B									
				C									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062032									

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.
3. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$;
- диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – $0,87$ ($0,5$);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД – от 21 до 25 °С, ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01(0,05) - 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - $0,8 - 1,0$ ($0,6 - 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01(0,05) - 1,2)I_{n2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - $0,8 - 1,0$ ($0,6 - 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 0 до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

Для УСПД и ИВК:

- температура окружающего воздуха - от 0 до 70 °С.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик типа СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- устройства сбора и передачи данных типа RTU 325 - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 24 часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 80 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени в счетчиках и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - Сервера;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность измерений:

- 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток, сохранение информации при отключении питания – до 5 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу – 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – до 5 лет;
- сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ	14 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	18 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10 УЗ	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	19 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
УССВ 35HVS	-	1 шт.
Сервер	-	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Формуляр	ЭПК275/05-1.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 37635-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 16 ноября 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» № ЭПК275/05-2.ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания»
(ЗАО «Энергопромышленная компания»), ИНН 6661105959
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В
Тел.: +7(343)251-19-96; Факс:+7(343)251-19-85

Заявитель

Публичное акционерное общество «Уралкалий» (ПАО «Уралкалий»), ИНН 5911029807
Адрес: 618426, Пермский край, г. Березники, ул. Пятилетки, 63

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.

« ____ » _____ 2016 г.