

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь» (далее АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной технологическими объектами ОАО «Уралэлектромедь»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – совокупность информационно-измерительных комплексов точек измерения, которые состоят из приборов учета – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (точки измерений с порядковыми номерами 26, 27, 46, 47, 48) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме

измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики электроэнергии ЕвроАльфа по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики электроэнергии Альфа А1800 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии указанных в таблице 2 (54 точки измерений), и соединяющие их измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя 3 устройства сбора и передачи данных типа RTU-325 (УСПД-1, УСПД-2 и УСПД-3) размещенные в шкафах RTU, установленных соответственно на ПС «Пышма», ПС «Вторчермет» и ПС «Калата», 3 устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS (УССВ-1, УССВ-2, УССВ-3) подключенные соответственно к УСПД (УСПД-1, УСПД-2, УСПД-3), каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», коммуникационное оборудование, технические средства приема-передачи данных (каналобразующая аппаратура) и технические средства обеспечения электропитания.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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. Вычисления проводятся без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, 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 верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии и измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12) осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источники сигналов эталонного времени – три устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS (УССВ-1, УССВ-2, УССВ-3) на базе GPS-приемников, входящие в состав ИВКЭ и подключенные соответственно к УСПД (УСПД-1, УСПД-2, УСПД-3), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Источником времени для УССВ-35HVS служит спутниковая система Global Positioning System (GPS).

Часы УСПД-1, УСПД-2 и УСПД-3 синхронизированы со временем УССВ-1, УССВ-2 и УССВ-3 соответственно. Погрешность синхронизации не более 10 мс, сличение производится один раз в 1 час. Сличение времени сервера АИИС КУЭ со временем УСПД-1 установленным на ПС «Пышма» выполняется с периодичностью 3 минуты, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с.

УСПД-1, УСПД-2, УСПД-3 осуществляют коррекцию времени счетчиков. Сравнение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки. Коррекция времени счетчика выполняется при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь», используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», госреестр № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1. - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
«Альфа Центр» АС_SE_Стандарт версии 12.07.04.01	ac_metrology.dll	12.1.0.0	3e736b7f380863f44c c8e6f7bd211c54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %			
1	1.1	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 1 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Активная	± 1,1	± 3,3			
2	1.2	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 2 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0							
3	1.3	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 5 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реактивная	± 2,7	± 5,2
4	1.4	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 6 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0							
5	1.5	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 3 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Активная	± 1,1	± 3,1			
6	1.6	ПС 110/35/6кВ "Пышма", ввод № 4 6кВ	ТШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0							
7	1.7	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 15	ТПОЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реактивная	± 2,7	± 6,1
8	1.8	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 21	ТПОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0							

Продолжение таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ
ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %			
9	1.9	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 6СШ, яч.№ 60	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная	± 1,1	± 3,1			
10	1.10	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 3СШ, яч.№ 31	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл.т.0,5S/1,0							
11	1.11	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 4СШ, яч. № 44	ТПОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реак- тивная	± 2,7	± 6,1
12	1.12	ПС 110/35/6кВ "Пышма", РУ-6кВ, 4СШ, яч.№ 35	ТПОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл.т.0,5S/1,0							
13	1.13	ПС 110/6кВ "Электромедь", ввод №1 110 кВ	ТФЗМ 110Б 150/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-В-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,3			
14	1.14	ПС 110/6кВ "Электромедь", ввод №2 110 кВ	ТФЗМ 110Б 150/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл.т.0,5S/1,0							
15	1.15	ПС 110/6кВ "Электромедь", ЗРУ-6кВ, 1СШ, яч. № 19	ТВЛМ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-В-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реак- тивная	± 2,7	± 5,2
16	1.16	ПС 110/6кВ "Электромедь", ЗРУ-6кВ, 2СШ, яч. № 47	ТВЛМ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-В-4 Кл.т.0,5S/1,0							

Продолжение таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ
ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД / Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
17	1.17	ПС 110/6кВ "Электромедь", 2СШ 6кВ яч. № 49	ТОЛ-10-1 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL- P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
					Реак- тивная		± 2,7	± 5,2	
18	1.18	ПС-9 6/0,4кВ, РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 8	ТПЛ-10-М 75/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL- P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1
					Реак- тивная		± 2,7	± 6,1	
19	1.19	ПС-9 6/0,4кВ, РУ-6кВ, 1СШ, яч. № 5	ТПЛ-10с 75/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL- P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
					Реак- тивная		± 2,7	± 5,2	
20	1.20	ПС-9 6/0,4кВ, РУ-6кВ, 1СШ яч. № 3	ТПЛ-10с 75/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL- B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1
					Реак- тивная		± 2,7	± 6,1	
21	1.21	ПС 6/0,4кВ "Северная", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 20	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06-6 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,1	± 3,1	
					Реак- тивная	± 2,7	± 6,1		
22	1.22	ПС 6/0,4кВ "Северная", РУ-0,4 кВ; яч. № 3	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,3	± 8,0		
23	1.23	ПС 6/0,4кВ "Северная", РУ-0,4 кВ; яч. № 20	ТОП-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,3	± 8,0		
24	1.24	ПС 6/0,4кВ "Северная", РУ-0,4кВ; яч. № 18	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,3	± 8,0		

Продолжение таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ
ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
25	1.25	ПС 6/0,4кВ "Инженерный корпус", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 8	ТПЛ-10с 75/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,7	± 5,2
26	1.26	ПС 6/0,4кВ "Инженерный корпус" РУ-0,4кВ 1СШ ф. № 1 "ООО ТПК Дар"	ТОП-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	EA05RL- P1B-4W Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,0	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,3	± 8,0
27	1.27	ПС 6/0,4кВ "Инженерный корпус" РУ-0,4кВ 2СШ ф. № 2 "ООО ТПК Дар"	ТОП-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	EA05RL- P1B-4W Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1
							Реак- тивная	± 2,7	± 6,1
28	1.28	ТП-1 6/0,4кВ производства "Радуга" РУ-6кВ 1СШ яч. № 6	ТПЛ-10-М 200/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1
							Реак- тивная	± 2,7	± 6,1
29	1.29	ТП-1 6/0,4кВ производство "Радуга" РУ-0,4кВ; 2СШ, ф. "РП" (жилпоселок)	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,0	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,3	± 8,0
30	1.30	ТП-1 6/0,4кВ производства "Радуга" РУ-0,4кВ, 1СШ, ф. "РП-1" (парк)	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
						Реак- тивная	± 2,3	± 8,0	
31	1.31	ТП-1 6/0,4кВ производства "Радуга" РУ-0,4кВ; 1СШ, ф. "Фабрика упаковки 1"	ТШП-0,66 400/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
						Реак- тивная	± 2,3	± 8,0	
32	1.32	ТП-1 6/0,4кВ производства "Радуга" РУ-0,4кВ; 1СШ, ф. "Фабрика упаковки 2"	ТШП-0,66 400/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0	Ак- тивная	± 1,0	± 3,3	
						Реак- тивная	± 2,3	± 8,0	

Продолжение таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
33	1.33	ПС 6/0,4кВ "Инженерный корпус", РУ-6кВ, яч. № 5	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,1 ± 6,1
34	2.1	ПС 110/6 кВ "Калата", Ввод 6кВ Т-1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RAL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
35	2.2	ПС 110/6 кВ "Калата", Ввод 6кВ Т-2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-6 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RAL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0				
36	2.3	ПС 110/6 кВ "Медь", Ввод 6кВ Т-2	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RAL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0				
37	2.4	ПС 110/6 кВ "Медь", Ввод 6кВ Т-1	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0				
38	2.5	ПС 110/6 кВ "Медь", РУ-6кВ, 1СШ, яч. № 5 ф. "Город № 1"	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P2B-4 Кл.т.0,5S/1,0				
39	2.6	ПС 110/6 кВ "Медь", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 4 ф. "Город № 2"	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0				
40	2.7	ПС 110/6 кВ "Медь", РУ-6кВ, 1СШ, яч. № 13 ф. "Город № 3"	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ
ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
41	2.8	ПС 110/6 кВ "Медь", РУ-6кВ, 2СШ, яч. № 18 ф. "Город № 4"	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР			
42	2.9	ЦРП 6кВ "Обогащительная фабрика", РУ-6кВ, 2 СШ, яч. № 30 ф. 6 кВ "Белоречка"	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-S1-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,7	± 5,2
43	2.10	Проходная "Северная", ЯКНО-9 ВЛ-6кВ «Шуралинская насосная»	ТОЛ-10-1 30/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06-6 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	EA05RL-S1-4 Кл.т.0,5S/1,0				
44	2.11	ЦРП 6кВ "Химпроизводства", РУ-6кВ, 1 СШ, яч. № 13, ф. "Фекальная насосная" № 1	ТПЛ-10-М 50/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1
45	2.12	ЦРП 6кВ "Химпроизводства", РУ-6кВ, 2 СШ, яч. № 28, ф. "Фекальная насосная" № 2	ТПЛ-10-М 50/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0	Реак- тивная	± 2,7	± 6,1	
46	3.1	ПС 110 кВ "Вторцветмет", Ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
47	3.2	ПС 110 кВ "Вторцветмет", Ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Реак- тивная	± 2,7	± 5,2
48	3.3	ПС 110 кВ "Вторцветмет", ТСН 0,23 кВ	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5	-	EA05RL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,3	± 5,1	

Окончание таблицы 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ
ОАО «Уралэлектромедь» и их основные метрологические характеристики

Порядковые номера	Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД / Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %			
49	3.4	ПС 110 кВ "Вторцветмет", яч. 6 кВ № 8	ТВЛМ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0	RTU 325 / HP Server tc3100 с ОС Windows 2003 Server, ПО АльфаЦЕНТР	Ак- тивная	± 1,1	± 3,3			
50	3.5	ПС 110 кВ "Вторцветмет", яч. 6 кВ № 24	ТВЛМ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0							
51	3.6	ПС 110 кВ "Вторцветмет", яч. 6 кВ № 9	ТВЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реак- тивная	± 2,7	± 5,2
52	3.7	ПС 110 кВ "Вторцветмет", яч. 6 кВ № 20	ТВЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0		Ак- тивная	± 1,1	± 3,1			
53	3.8	ПС 110 кВ "Вторцветмет", яч. 6 кВ № 28	ТПЛ-10-М 200/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0					Реак- тивная	± 2,7	± 6,1
54	3.9	ПС 6 кВ Компрессорной станции. Фидер 6 кВ ООО Электрон	ТОЛ-10-И 20/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл.т.0,5S/1,0					Ак- тивная	± 1,1	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,7	± 5,2				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

– параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;

– температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

– параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,01 - 1,2) Iном для точек измерений с порядковыми номерами № 22 - 24, 26, 27, 29 - 32, ток (0,02 - 1,2)

Ином для точек измерений с порядковыми номерами № 7 - 12, 18, 21, 28, 33, 44, 45, 53, ток (0,05 - 1,2) Ином для остальных точек измерений;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 70 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 55 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,01 Ином для точек измерений с порядковыми номерами № 22 - 24, 26, 27, 29 – 32; 0,02 Ином для точек измерений с порядковыми номерами № 7 - 12, 18, 21, 28, 33, 44, 45, 53; 0,05 Ином для остальных точек измерений; $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчики Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, счетчики Альфа А1800 относятся к невосстанавливаемым на месте эксплуатации изделиям, время восстановления учета электроэнергии зависит от наличия резервного счетчика на складе и времени его подключения. При наличии резервного счетчика время, необходимое на замену элемента (демонтаж, монтаж, параметризация) – 24 ч;
- электросчетчики ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не менее $T=80000$ ч, счетчики ЕвроАльфа относятся к невосстанавливаемым на месте эксплуатации изделиям, время восстановления учета электроэнергии зависит от наличия резервного счетчика на складе и времени его подключения. При наличии резервного счетчика время, необходимое на замену элемента (демонтаж, монтаж, параметризация) – 24 ч;
- сервер HP Server tc3100 коэффициент готовности – 0,999, среднее время восстановления работоспособности не более $t_w = 1$ ч;
- УСПД RTU-325 параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_w = 24$ ч;
- УССВ-35HVS среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_w = 2$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчик;
 - УСПД;
 - сервер.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по точке измерений составляет более 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 30 лет;
- УСПД - суточные приращения активной и реактивной электроэнергии по каждой точке измерений не менее 60 суток; хранение информации при отключении питания не менее 3 лет;
- сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь» определяется в паспорте-формуляре № ЭПК 134/04–1.ФО.02.2.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплек-

тующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь». Измерительные каналы. Методика поверки № ЭПК 134/04–1.002МП».

Поверка

осуществляется по документу ЭПК 134/04–1.002МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2013 г.

Средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки». МП-2203-0042-2006, утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков ЕвроАльфа – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки». № 026/447-2007, утверждена ГЦИ СИ ФГУ Ростест-Москва в 2007 г.;
- счетчиков ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»
- УСПД RTU 325 – по методике поверки ДЯИМ.466453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 15 февраля 2008 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь» № ЭПК 134/04–1.ФО.02.2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралэлектромедь»

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного

ГОСТ 34.601-90	тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии». «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»
тел./факс (343) 251-19-96,
адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

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

Ф.В. Булыгин

М.п «_____» _____ 2013 г.