

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСО КЧХК» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСО КЧХК» (2-я очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных RTU-325, RTU-325L (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ-2) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) энергосбытовой организации ООО «ЭСО КЧХК», программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру

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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков 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 на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ энергосбытовой организации ООО «ЭСО КЧХК» по сети Internet с использованием ЭЦП. АРМ энергосбытовой организации ООО «ЭСО КЧХК» раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-2, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ-2 не более ± 1 с. УССВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ-2 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий УСПД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 15.07.01, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений (Рег. № 44595-10).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, ($\pm\delta$), %	Погрешность в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 74 6/0,4 кВ								
1	ПС 74 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ф. 25	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 04577; Зав. № 04556	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1910	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152674	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
ПС 12 6/0,4 кВ								
2	ПС 12 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ф. 45	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 46860; Зав. № 21354	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 1273; Зав. № 1230; Зав. № 1281	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152598	RTU-325L Зав. № 002315	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 12 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, ф. 50	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 7253; Зав. № 46814	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 1404; Зав. № 1403; Зав. № 1412	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152619	RTU-325L Зав. № 002315	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
4	ПС 12 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ, ф. 89	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 5284; Зав. № 24488	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 1441; Зав. № 1402; Зав. № 1445	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152594	RTU-325L Зав. № 002315	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
ПС 1 6/0,4 кВ								
5	ПС 1 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф. 20	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 65249; Зав. № 58636	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 5846; Зав. № 1059	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152703	RTU-325L Зав. № 002315	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
ПС 3 6/0,4 кВ								
6	ПС 3 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф. 7	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 52475; Зав. № 52300	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6274	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152563	RTU-325L Зав. № 002315	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 25 6/0,4 кВ								
7	ПС 25 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф. 10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 2178; Зав. № 48492	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9434	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152653	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
8	ПС 25 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф. 12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 41357; Зав. № 41739	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9434	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152702	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
9	ПС 25 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф. 13	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 7818; Зав. № 5970	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7312	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152731	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
10	ПС 25 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф. 9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5979; Зав. № 5975	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7312	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152724	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
11	ПС 25 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф. 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5971; Зав. № 3219	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9434	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152608	RTU-325 Зав. № 002308	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кировская ТЭЦ-3								
12	Кировская ТЭЦ-3, РУ-3 кВ, 3 секция 3 кВ, яч. 21	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 532; Зав. № 534	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 3000/100 Зав. № 361262	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 11041239	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,3
13	Кировская ТЭЦ-3, РУ-3 кВ, 4 секция 3 кВ, яч. 32	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 543; Зав. № 562	НТМИ-3 Кл. т. 0,5 3000/100 Зав. № 650	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 11040116	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,3
14	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ШР 4 СШ 110 кВ, СВ24	ТОГФ-110 III УХЛ1 Кл. т. 0,2 1000/5 Зав. № 312; Зав. № 306; Зав. № 304	НКФА-110 II УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 8273; Зав. № 8274; Зав. № 8275	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808151821	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,8 1,8	1,6 2,7
15	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ШР 3 СШ 110 кВ, СВ13	ТОГФ-110 III УХЛ1 Кл. т. 0,2 1000/5 Зав. № 309; Зав. № 308; Зав. № 305	НКФА-110 II УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 8270; Зав. № 8271; Зав. № 8272	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808151620	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,8 1,8	1,6 2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, СР ОСШ 110 кВ	ТОГФ(П)-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2 1000/5 Зав. № 1297; Зав. № 1299; Зав. № 1298	НКФА-123 II УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 9028; Зав. № 9029; Зав. № 9027	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808151536	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,3	1,4 2,6
17	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Слободская I цепь с отпайками	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 361; Зав. № 371; Зав. № 372	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12040062	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9
18	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Слободская II цепь с отпайками	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 367; Зав. № 368; Зав. № 369	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01056422	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Азот-1	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 364; Зав. № 365; Зав. № 366	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045209	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9
20	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП № 1	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 370; Зав. № 362; Зав. № 363	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12042204	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9
21	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП № 2	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 358; Зав. № 359; Зав. № 360	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045051	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТОГФ-110 Ш УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 373; Зав. № 374; Зав. № 375	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8090; Зав. № 8180; Зав. № 8163; Зав. № 8179; Зав. № 8095; Зав. № 8263	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045151	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	0,6 1,2	1,5 2,9
23	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, 1,2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ № 9	ТОЛ-35 Ш-IV-8 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 783; Зав. № 838; Зав. № 839	GEF40.5 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 30756937; Зав. № 30756938; Зав. № 30756939; Зав. № 30756940; Зав. № 30756941; Зав. № 30756942	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01056424	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,9
24	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, 1,2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ТЭЦ-3 - К.Чепецк (№ 25)	ТОЛ-35 Ш-IV-8 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 786; Зав. № 787; Зав. № 990	GEF40.5 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 30756937; Зав. № 30756938; Зав. № 30756939; Зав. № 30756940; Зав. № 30756941; Зав. № 30756942	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045054	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, 1,2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ТЭЦ-3 - Каринторф (№ 15)	ТОЛ-35 III-IV-8 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 784; Зав. № 844; Зав. № 845	GEF40.5 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 30756937; Зав. № 30756938; Зав. № 30756939; Зав. № 30756940; Зав. № 30756941; Зав. № 30756942	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01056450	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,9
26	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, 1,2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ТЭЦ-3 - Поселковая	ТОЛ-35 III-IV-8 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 785; Зав. № 843; Зав. № 846	GEF40.5 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 30756937; Зав. № 30756938; Зав. № 30756939; Зав. № 30756940; Зав. № 30756941; Зав. № 30756942	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01058527	RTU-325L Зав. № 008299	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,9

Примечания:

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

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (1,0-1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9-1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02-1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9-1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01-1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40-60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.12 от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01 от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 26 от 0 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.12 - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.01 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСПД RTU-325L - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергетики 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.

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:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	16
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	4
Трансформатор тока	ТОГФ-110 III УХЛ1	44640-10	24
Трансформатор тока	ТОГФ(II)-110 III УХЛ1	61432-15	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III-IV-8 УХЛ1	34016-07	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3344-04	9
Трансформатор напряжения	НОМ-6	159-49	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	380-49	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-3	380-49	1
Трансформатор напряжения	НКФА-110 II УХЛ1	39263-11	6
Трансформатор напряжения	НКФА-123 II УХЛ1	49583-12	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Трансформатор напряжения	GEF40.5	30373-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	46634-11	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	10
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	2

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64758-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСО КЧХК» (2-я очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2016 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 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 - по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 - по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД RTU-325 - по документу ДЯИМ.466.453.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСПД RTU-325L - по документу ДЯИМ.466.453.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УССВ-2 - по документу МП-РТ-1906 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ ООО) «ЭСО КЧХК» (2-я очередь), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.0 0225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСО КЧХК» (2-я очередь)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

Акционерное Общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Тел./факс: (4922) 44-87-06 / 33-44-86

E-mail: post@orem.su; <http://orem.su/>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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.