

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1606 от 16.12.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220 кВ «Вичуга Новая»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220 кВ «Вичуга Новая» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной ПС 220 кВ «Вичуга Новая», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения. АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН); счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 и EPQS класса точности 0,2S/0,5; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки ИВКЭ включающий в себя УСПД типа ТК16L.10 (№ 39562-08 в реестре средств измерений): технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;

- контроль достоверности результатов измерений;

- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

- разграничение прав доступа к информации.

3-й уровень - комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (ИВК) (МЕТРОСКОП) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (№ в Госреестре СИ 45048-10), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 - 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизация времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows. АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности. Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени

30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ в состав ИВКЭ входит РСТВ-01, с помощью которого осуществляется прием сигналов точного времени и синхронизация времени в УСПД.

В АИИС КУЭ используются следующие виды резервирования:

- резервирование питания счетчика, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчика и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В АИИС КУЭ используются следующие журналы регистрации событий:

- журнал регистрации событий ИК:
- отключение и включение питания;
- корректировка времени;
- удаленная и местная параметризация;
- включение и выключение режима тестирования.
- журнал регистрации событий ИВКЭ:
- дата начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программные и аппаратные перезапуски;
- корректировки времени в каждом счетчике.

В АИИС КУЭ используются следующие виды защиты от несанкционированного доступа:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- привод разъединителя трансформаторов напряжения;
- корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
- клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
- промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
- испытательная коробка (специализированный клеммник);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
- установка двухуровневого пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

### **Программное обеспечение**

Специализированное программное обеспечение (ПО) на основе комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (МЕТРОСКОП) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (МЕТРОСКОП)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	MD5

Примечание - Хэш сумма берется от «склейки» файлов

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р50.2.077-2014.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК и основные метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня ИК и основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ВЛ 110 кВ Вичуга-Зарубино	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
2.	ВЛ 110 кВ Вичуга-Воробьево	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF 123; 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ±1,3	± 0,9 ± 1,8
3.	ВЛ 110 кВ Вичуга-Родники	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF 123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
4.	ВЛ 110 кВ Вичуга-Светоч	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF 123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
5.	ВЛ-110 кВ Вичуга-Остречово	IOSK 123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF 123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	ВЛ 110 кВ Вичуга- Пеньки	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF323 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
7.	ВЛ 110 кВ Вичуга - За- волжск	IOSK123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
8.	ВЛ 35 кВ Вичуга - Зару- бино	ТЛК-35 200/5; к.т. 0,2S № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 1,6	± 1,1 ± 2,0
9.	ВЛ 35 кВ Ви- чуга - Н.Пис- цово-1	ТЛК-35 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 1,6	± 1,1 ± 2,0
10.	ВЛ 35 кВ Ви- чуга – Н.Пис- цово 2	ТЛК-35 400/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 1,6	± 1,1 ± 2,0
11.	Ф.-601 Ф-ка Шагова	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
12.	Ф.-602 Ф-ка Шагова	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0;2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
13.	Ф.-603 Маш- завод	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
14.	Ф.-604 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15.	Ф.-605 Вич. Ману- фактура	ТОЛ-10 1000/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
16.	Ф.-606 Ману- фактура	ТОЛ-10 1000/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
17.	Ф.-610 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
18.	Ф.-611 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
19.	Ф.-612 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госре- естра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
20.	Ф.-613 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
21.	Ф.-614 Маш- завод	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
22.	Ф.-615 ГЭС	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23.	Ф.-616 Вич, Ману- фактура	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
24.	Резерв-1 яч.9	ТОЛ-10 100/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
25.	Резерв-2 яч.2	ТОЛ-10 100/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
26.	Резерв-2 яч.5	ТЛК-35 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
27.	Резерв-1 яч.10	ТЛК-35 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
28.	Резерв-3 яч.8	ТЛК-35 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 10573-09	ТJP7 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
29.	Резерв яч.10	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
30.	ВЛ 220 кВ Заря- Вичуга	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
31.	ВЛ 220 кВ Костромска я ГРЭС – Вичуга 1	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
32.	ВЛ 220 кВ Костромска я ГРЭС – Вичуга 2	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
33.	ВЛ 220 кВ Вичуга – Кинешма 1	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
34.	ВЛ 220 кВ Вичуга – Кинешма 2	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
35.	АТ-2 220 кВ	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
36.	АТ-1 220 кВ	IOSK 245 500/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF245 220000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
37.	АТ-1 110 кВ	IOSK 123 1200/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	EOF123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
38.	АТ-2 110 кВ	IOSK 123 1200/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	ЕОФ123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
39.	Т-1 110 кВ	IOSK 123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	ЕОФ123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
40.	Т-2 110 кВ	IOSK 123 600/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 26510-09	ЕОФ123 110000/100; к.т. 0,2; № Госреестра 29312-10	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 0,9 ± 1,8
41.	АТ-1 6 кВ	ТЛО-10 600/5 к.т. 0,5S № Госреестра 25433-08	ЗНОЛП-6 6000/100 к.т. 0,5 № Госреестра 23544-07	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
42.	АТ-2 6 кВ	ТЛО-10 600/5 к.т. 0,5S № Госреестра 25433-08	ЗНОЛП-6 6000/100 к.т. 0,5 № Госреестра 23544-07	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
43.	ТСН-1	ТЛО-10 100/5 к.т. 0,5S № Госреестра 25433-08	ЗНОЛП-6 6000/100 к.т. 0,5 № Госреестра 23544-07	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4
44.	ТСН-2	ТЛО-10 100/5 к.т. 0,5S № Госреестра 25433-08	ЗНОЛП-6 6000/100 к.т. 0,5 № Госреестра 23544-07	ЕРQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	± 0,7 ± 2,0	± 1,1 ± 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
45.	Освещение поста охраны и гаража	ТОП-0,66 50/5 к.т. 0,5S № Госреестра 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 1,8$	$\pm 1,1$ $\pm 2,2$
46.	Отопление пункта охраны	ТОП-0,66 50/5 к.т. 0,5S № Госреестра 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 1,8$	$\pm 1,1$ $\pm 2,2$
47	Т-1 35 кВ	ТПУ 7 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 42630-09	ТJP-7,1 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
48	Т-2 35 кВ	ТПУ 7 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 42630-09	ТJP-7,1 35000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 25432-08	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
49.	Т-1 6кВ	ТШЛ-10 4000/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
50.	Т-2 6кВ	ТШЛ-10 4000/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
51.	ТСН-3	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$
52.	ТСН-4	ТОЛ-10 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 7069-07	ЗНОЛП-6 6000/100; к.т. 0,5; № Госреестра 23544-07	EPQS к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 2,0$	$\pm 1,1$ $\pm 2,4$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
53.	КТП 6/0,4 кВ, сек. 0,4 кВ, ТСНр 0,4 кВ	ТОП-0,66 200/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	± 0,7 ± 1,8	± 1,1 ± 2,2

Примечания:

1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

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

3 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
- температура окружающего воздуха от 21 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа от 630 до 795 мм рт. ст.;
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4 Гц; индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

магнитного поля не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,05 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $0,5 \text{ инд} < \cos\phi < 0,8 \text{ емк}$ ;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа от 630 до 795 мм рт. ст.;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной энергии.

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. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы;
- сервер АРМ ПС - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 4 лет.

7 Надежность применяемых в системе компонентов:

Среднее время наработки на отказ применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии EPQS - не менее 140000 часов;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - не менее 90000 часов;
- РСТВ-01 - не менее 55000 часов;
- ИВКЭ - не менее 35000 ч;

- УСПД ТК16L- средняя наработка на отказ не менее 35000 ч.

Среднее время восстановления работоспособности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- ИВКЭ-не более 168 ч;

- УСПД- не более 24 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ - не менее 20 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения - вверху справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ «Вичуга Новая».

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Кол-во, шт
Счетчик электрической энергии EPQS	50
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	3
Трансформатор тока IOSK 245	21
Трансформатор тока IOSK 123	33
Трансформатор тока ТЛО-10-2	6
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-7	60
Трансформатор тока ТРУ-70	6
Трансформатор тока ТЛК-35-1	18
Трансформатор тока ТШЛ-10-5-2	6
Трансформатор тока ТОП-0,66-1 У3	9
Трансформатор напряжения EOF 245	21
Трансформатор напряжения EOF 123	33
Трансформатор напряжения ТПР-7,1	24
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6	72
Терминальный контроллер ТК16L.10	2
Ethernet - коммутатор MOXA EDS-408	2
Терминал двухсторонней спутниковой связи VSAT SkyEdge Pro	1
Мультиплексор FOX515	2
АРМ подстанции	1
Радиосервер точного времени РСТВ-01	1
Источник бесперебойного питания Smart-UPS 1000	2
Методика поверки ИЭН 1953РД-13.000.МП	1
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1953РД-13.000 ИЭ	1

## **Поверка**

осуществляется по документу ИЭН 1953РД-13.000.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220 кВ «Вичуга Новая» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 13.11.2013 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ;
- для счетчиков электрических EPQS в соответствии с методикой поверки РМ1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS»;
- для терминального контроллера ТК16L.10 в соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации АВБЛ.002.003.РЭ.
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиосервер РСТВ-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 радиосервером РСТВ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений описан в методике измерений ИЭН 1953РД-13.000.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220 кВ «Вичуга Новая»**

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.

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). 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 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

#### **Изготовитель**

ОАО «Ивэлектроналадка»

ИНН 3729003630

Юридический адрес: 153002, Россия, г. Иваново, ул. Калинина, 5

Почт, адрес: 153032, ул. Ташкентская, д.90, г. Иваново

Тел. (4932) 230-230

Тел./факс (4932) 29-88-22

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр  
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»  
(ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

Тел. 8 (8362)41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.