

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220/110/10 кВ «Заречная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПС 220/110/10 кВ «Заречная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ПС 220/110/10 кВ «Заречная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги, сбора, хранения и обработки полученной информации.

### 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;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для активной электрической энергии и по ГОСТ 31819.21-2012 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных типа RTU-325H (№ 44626-10 в Государственном реестре средств измерений), устройство синхронизации времени (УСВ) на базе приемника GPS-сигналов 35HVS, автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), а также

совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня и её передачу на уровень ИВК ОАО «ФСК ЕЭС».

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 ИА-СУ 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;
- синхронизация показаний часов 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.

Первичные фазные 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 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 мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

УСПД автоматически один раз в 30 мин по линиям связи интерфейса RS-485 производит опрос, считывание, обработку, накопление, хранение, отображение информации, полученной от счетчиков электроэнергии. Результаты измерений приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных.

Уровень ИВКЭ обеспечивает передачу результатов измерений и журналов событий на уровень ИВК ОАО «ФСК ЕЭС».

В качестве основного и резервного канала связи между ИВКЭ АИИС КУЭ и ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» используется промышленная локальная сеть Ethernet с поддержкой протокола TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию показаний часов. В качестве базового прибора СОЕВ используется УСВ на базе приемника GPS-сигналов 35HVS.

Коррекция показаний встроенных часов осуществляется при синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ 35HVS. Синхронизация времени происходит непрерывно.

Сличение показаний часов УСПД с показаниями часов УСВ происходит при каждом сеансе, но не реже 1 раза в сутки.

Сличение показаний часов счетчиков электроэнергии с показаниями часов УСПД происходит при каждом обращении к счетчику электроэнергии, но не реже одного раза в 60 минут. Коррекция происходит при расхождении показаний часов счетчиков электроэнергии и УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика электрической энергии;

– испытательной коробки;

– УСПД;

б) защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на УСПД.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО из состава комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (ИВК) (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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

Уровень защиты ПО – С, согласно МИ 3286-2010.

Идентификационное наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения (имя файла)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (МЕТРОСКОП)	1.00	D233ED6393702747 769A45DE8E67B57E	DataServer.exe, Data- Server_USPD.e xe	MD5

Примечание: контрольная сумма берется от склейки файлов.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ШСВ 220 кВ (QK1E)	TOROID 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/ 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325H № в Госреестре 44626-10	активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3
2	ВЛ 220 кВ Нижегородская-Заречная (W3E)	TOROID 500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/ 100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3
3	Ввод 220 кВ АТ1	TOROID 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/ 100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3
4	ВЛ 220 кВ Луч-Заречная № 1 (W5E)	TOROID 500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/ 100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВЛ 220 кВ Ока-Заречная (W7E)	TOROID 200/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3
6	Ввод 220 кВ АТ2	TOROID 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,5 ±1,3	±2,1 ±2,3
7	ВЛ 220 кВ Луч-Заречная № 2 (W9E)	TOROID 500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 38355-08	UDP 245 220000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		RTU-325H № в Госреестре 44626-10	активная реактивная	±0,5 ±1,3
8	ВЛ 110 кВ Сормовская-1 (W3G)	F35-CT 500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
9	ШСВ 110 кВ (QK1G)	F35-CT 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
10	ВЛ 110 кВ Молитовская (W5G)	F35-CT 500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
11	ВЛ 110 кВ Заречная-2 (W6G)	F35-CT 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ВЛ 110 кВ Блочная-12 (W7G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325H № в Госреестре 44626-10	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
13	Ввод 110 кВ АТ1	F35-СТ 1500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
14	ВЛ 110 кВ Фреза-1 (W9G)	F35-СТ 200/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
15	ВЛ 110 кВ Кировская-1 (W11G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
16	ВЛ 110 кВ Соцгородская (W12G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
17	СВ 110 кВ (QC1G)	F35-СТ 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
18	СВ 110 кВ (QC2G)	F35-СТ 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВЛ 110 кВ Редуктор-1 (W15G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
20	ВЛ 110 кВ Киров- ская-2 (W16G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU- 325H № в Госреестре 44626-10	активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
21	ВЛ 110 кВ Заречная-1 (W17G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
22	ВЛ 110 кВ № 178 (W18G)	F35-СТ 200/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
23	Ввод 110 кВ АТ2	F35-СТ 1500/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
24	ШСВ 110 кВ (QK2G)	F35-СТ 1000/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
25	ВЛ 110 кВ № 116 (W21G)	F35-СТ 400/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ВЛ 110 кВ ГАЗ-2 (W22G)	F35-СТ 200/1 к.т. 0,2S; № в Госреестре 50605-12	EGK 145-3/VT1 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU- 325H № в Госреестре 44626-10	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,5
27	ТН1 10 кВ (яч. 105)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
28	Резерв 10 кВ (яч. 104)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
29	Ввод 10 кВ АТ1 (яч. 103)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
30	СР 10 кВ (яч. 101)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
31	Ввод 10 кВ АТ2 (яч. 203)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
32	ТНХ 10 кВ Хознужды (яч. 204)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1



№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	TN2 10 кВ (яч. 205)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11	RTU- 325H № в Госреестре 44626-10	активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
34	Резерв 10 кВ (яч. 206)	ТЛО-10 150/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 25433-11	ЗНОЛ 10000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 46738-11	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,7 ±5,1
35	TN1 0,4 кВ	ТСН 1500/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 26100-03	-	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0
36	TN2 0,4 кВ	ТСН 1500/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 26100-03	-	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0
37	TNX 0,4 кВ Хознужды	ТСН 1500/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 26100-03	-	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0

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) Uном; ток (1 – 1,2) Iном, cosφ = 0,8 инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 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.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,01 – 1,2) Ином;  
0,5 инд  $\leq \cos\phi < 0,8$  емк;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. 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;
- устройство сбора и передачи данных – хранение графика средних мощностей за 30 мин. в течении 45 суток;

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство сбора и передачи данных - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии Альфа А1800	37	
Трансформатор тока ТСН	9	
Трансформатор тока ТЛО-10	24	
Трансформатор тока F35-СТ	57	
Трансформатор тока TOROID	24	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ	6	
Трансформатор напряжения EGK 145-3/VT1	12	
Трансформатор напряжения UDP 245	24	
УСПД RTU-325H	1	
Устройство синхронизации времени 35HVS	1	
GSM-Модем Teleofis RX100-R	1	

Специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки ИЭН 1980-13.00.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1980-13.00.ИЭ	1	
Паспорт ИЭН 1980-13.00.ПС	1	

### **Поверка**

осуществляется по документу ИЭН 1980-13.00.МП «ГСИ. ПС 220/110/10 кВ «Заречная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 14.02.2014 г.

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

- для счетчиков электрических многофункциональных Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018.МП;

- для устройства сбора и передачи данных RTU-325H – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466215.005.МП;

- 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);

- 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 1980-13.00.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 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 31819.23-2012 (IEC 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.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель:**

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка»

153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5.,

e-mail: [askue@ien.ru](mailto:askue@ien.ru), тел/факс: 8 (4932) 23-02-30.

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.