

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Орловская Районная»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Орловская Районная» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ «Орловская Районная» ОАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ТК16L (Госреестр № 36643-07 зав. № 174), коммутационное оборудование;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Центра (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуры; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые

усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-09). Радиосервер точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической

энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» установленного в ИВК указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	№ 1.00	D233ED6393702747769 A45DE8E67B57E	ПО АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Орловская Районная»	MD5

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

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ – Орловская Районная с отп.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 24941; 24942; 24943 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 871516; 871519; 871515 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471995 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Мценск – Орловская Районная I цепь с отп.	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 4385; 3957 Госреестр № 2793-71 ТФНД-110 М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 4057 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 871516; 871519; 871515 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471429 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
3	ВЛ 110 кВ Мценск – Орловская Районная II цепь с отп.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2562 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471439 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
4	ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Новосёлово I цепь с отп. на ПС 110 кВ Володарская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2049 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472001 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
5	ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Новосёлово II цепь с отп. на ПС 110 кВ Володарская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 1172 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 871516; 871519; 871515 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472002 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
6	ВЛ 110 кВ Узловая – Орловская Районная с отп.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2488 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471431 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ – Орловская Районная I цепь с отп.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 27791; 27792; 27793 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 871516; 871519; 871515 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471998 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ – Орловская Районная II цепь с отп.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 24911; 24912; 24913 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471999 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
9	ОВ-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2564 Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471997 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
10	КВЛ 10 кВ ф.64	ТЛО-10 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 41251; 41250 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 238 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472003 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
11	ф-16 10 кВ ТТУ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 62730; 24096 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2178 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472135 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
12	ф-2 10 кВ Водоканал	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2706; 2359 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2178 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472610 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
13	ф-26 10 кВ СУ - 1	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2822; 6431 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2178 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471918 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
14	ф-3 10 кВ Горсеть	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 54970; 4826 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2164 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472611 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
15	ф-49 10 кВ ТТУ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 5439; 6764 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 95 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471920 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
16	ф-57 10 кВ Горсеть	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 12391; 4672 Госреестр № 7069-02	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 95 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472141 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ф-58 10 кВ СУ - 1	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 59481; 59482 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 238 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472143 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
18	ф-59 10 кВ Водоканал	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 4308; 4310 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 95 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471919 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
19	ф-60 10 кВ Водоканал	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 291; 7218 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 238 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471921 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
20	ф-65 10 кВ ВРЭС	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5233; 5204 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 95 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472651 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
21	ф-71 10 кВ Горсеть	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 29555; 29541 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2164 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472562 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
22	ВРЭС	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2318; 2613 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2164 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472612 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
23	ВЛ 110 кВ Северная Ц-1	ТФЗМ-110Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 35459; 35453; 35491 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 830336; 830342; 830337 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471994 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
24	КВЛ 10 кВ ф.77	ТЛЮ-10 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 41248; 41249 Госреестр № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2164 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472049 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07
25	ВЛ 110 кВ Северная Ц-2	ТФЗМ-110Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 35457; 35461; 35474 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 871516; 871519; 871515 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471996 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 174 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20} \%$ ,	$\delta_{100} \%$ ,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 11 – 14, 21 – 23, 25 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	±5,4	±2,9	±2,2
10 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	±0,9	±0,6	±0,5
	0,9	±1,1	±0,6	±0,5
	0,8	±1,2	±0,7	±0,6
	0,7	±1,4	±0,8	±0,7
	0,5	±2,0	±1,2	±0,9
15 – 20 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	±2,2	±1,2	±0,8
	0,8	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9
24 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0
	0,5	±2,3	±1,6	±1,4
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20} \%$ ,	$\delta_{100} \%$ ,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 11 – 14, 21 – 23, 25 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1
10 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5
15 – 20 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	±2,4	±1,2	±0,9
24 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20} \%$ ,	$\delta_{100} \%$ ,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 9, 11 – 14, 21 – 23, 25 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3
10 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8
	0,8	±1,4	±0,9	±0,8
	0,7	±1,6	±1,0	±0,9
	0,5	±2,1	±1,3	±1,1
15 – 20 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0
24 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	±2,4	±1,7	±1,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20} \%$ ,	$\delta_{100} \%$ ,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 9, 11 – 14, 21 – 23, 25 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1
10 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5
15 – 20 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	±2,4	±1,2	±0,9
24 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8



Примечания:

1 Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ ;

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

3 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от  $0,99 \cdot U_n$  до  $1,01 \cdot U_n$ ;
- диапазон силы тока - от  $0,01 \cdot I_n$  до  $1,2 \cdot I_n$ ;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус  $40^\circ\text{C}$  до  $50^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $18^\circ\text{C}$  до  $25^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ; ИВК - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ;
- частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{n1}$  до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока - от  $0,01 \cdot I_{n1}$  до  $1,2 \cdot I_{n1}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус  $30^\circ\text{C}$  до  $35^\circ\text{C}$ .

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{n2}$  до  $1,1 \cdot U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,01 \cdot I_{n2}$  до  $1,2 \cdot I_{n2}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ .

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

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

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

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчиках;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/50	14
2 Измерительный трансформатор тока	ТФНД-110М	2
3 Измерительный трансформатор тока	ТФНД-110 М	1
4 Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	4
5 Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	12
6 Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	4
7 Измерительный трансформатор тока	ТОЛ 10	2
8 Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	6
9 Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	6
10 Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
11 Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
12 Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
13 Счетчик	EPQS 111.21.18LL	25
14 УСПД	ТК16L	1
15 Методика поверки	МП 1833/500-2014	1
16 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.053.05.ПС-ФО	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1833/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Орловская Районная». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 07.04.2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по 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 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- счетчиков EPQS - по документу "Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002";
- для УСПД ТК16L – по документу "Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки" АБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Орловская Районная»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/015-2014 от 10.04.2014 г.

## Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Орловская Районная»

- 1 ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
- 2 ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".
- 4 ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
- 5 ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
- 6 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ОАО "ФСК ЕЭС")

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

**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 Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2014 г.