

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Головная

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Головная (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 Головная ПАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

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

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

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, включающие шлюзы E-422, сетевые концентраторы, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Второй 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 Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» 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; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает счетчики с помощью выделенного канала (основной канал связи).

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и 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) ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) 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 шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов сервера. Сличение часов счетчиков и ИВК происходит при каждом сеансе связи. Коррекция проводится при расхождении часов счетчиков и сервера на значение, превышающее  $\pm 2$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту – СПО 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 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

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 таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

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

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го уровня ИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ № 221	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 1169; 1170; 1171 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 771541 Госреестр № 14205-94 НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040814; 1040749 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451865 Госреестр № 25971-06
2	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ № 222	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 3013; 3010; 3011 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040788; 1040786; 1040761 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451851 Госреестр № 25971-06
3	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ № 282	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 1168; 1167; 1131 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040788; 1040786; 1040761 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451854 Госреестр № 25971-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
4	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ № 283	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 4049; 919; 959 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 771541 Госреестр № 14205-94 НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040814; 1040749 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471278 Госреестр № 25971-06
5	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 2970; 3067; 3047 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040788; 1040786; 1040761 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451863 Госреестр № 25971-06
6	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.23, ВЛ 10 кВ № 23	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9176; 9269 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451866 Госреестр № 25971-06
7	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.25, ВЛ 10 кВ №25	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9236; 9266 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451853 Госреестр № 25971-06
8	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.27, ВЛ 10 кВ №27	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9453; 9474 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451852 Госреестр № 25971-06
9	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.35, ВЛ 10 кВ №35	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 76077; 75088 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451861 Госреестр № 25971-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
10	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.33, ВЛ 10 кВ 1Л-Быково	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 19353; 19386 Госреестр № 1261-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451870 Госреестр № 25971-06
11	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 10 кВ, яч.31, ТСН-2 10 кВ	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 193; 207 Госреестр № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 64628 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 975 Госреестр № 51198-12	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 577853 Госреестр № 25971-06
12	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 6 кВ, яч.1, В1 ВЛ 6кВ №1	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 6893; 11726 Госреестр № 51178-12	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 5242 Госреестр № 380-49	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451867 Госреестр № 25971-06
13	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 6 кВ, яч.14, В2 ВЛ 6кВ №1	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 8785; 8816 Госреестр № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 5242 Госреестр № 380-49	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451871 Госреестр № 25971-06
14	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЗРУ-6/10 кВ, 1 с 6 кВ, яч.16, ВЛ 6кВ №16	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 45426; 74122 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 5242 Госреестр № 380-49	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451855 Госреестр № 25971-06
15	ПС 220/110/10/6 кВ "Головная", ЩСН-0,4 кВ, 1 с.0,4 кВ, п.2, Мегафон	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 30/5 Зав. № 15913; 15914; 15930 Госреестр № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0105073114 Госреестр № 27524-04

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120</sub> %
1	2	3	4	5
1, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,2
	0,5	±5,9	±3,7	±3,1
2, 3, 5, 12 – 14 (Счетчик 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
6 – 11 (Счетчик 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	±5,4	±2,8	±2,0
15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120</sub> %
1	2	3	4	5
1, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	±7,0	±4,5	±3,9
	0,8	±5,0	±3,3	±2,9
	0,7	±4,1	±2,8	±2,5
	0,5	±3,2	±2,3	±2,1
2, 3, 5, 12 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	±3,0	±2,0	±1,7
6 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,5	±3,5	±2,7
	0,8	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	±3,7	±2,2	±1,9
	0,5	±2,9	±1,9	±1,6
15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	±6,4	±3,2	±2,2
	0,8	±4,4	±2,3	±1,6
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	±2,6	±1,5	±1,2

Примечания:

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

2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

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 - 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;

- 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 - 40 до 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,8 \cdot U_{н2}$  до  $1,15 \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,01 \cdot I_{н2}$  до  $2 \cdot I_{н2}$ ;
- частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

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;
- счетчики электроэнергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчиках электроэнергии;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

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

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **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
Трансформатор тока	ТФНД-110М	15
Трансформатор тока	ТПЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18LL	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	1
Методика поверки	РТ-МП-3271-500-2016	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.21.ПС-ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3271-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Головная. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 22.04.2016 г.

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

Основные средства 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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электроэнергии EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;

- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 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 Головная. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений RA.RU.311298/086-2016 от 12.05.2016 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Головная**

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**

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

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**

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 ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA. RU.310639 от 16.04.2015 г.

### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.