

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 368 от 30.03.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Сеймская»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Сеймская» 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 330 кВ «Сеймская» ОАО «ФСК ЕЭС».

**Описание средства измерений**

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

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту - ИИК) 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 – Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, 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.№ 171), 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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	№ 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные	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 ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

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

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Сеймская-Беседино	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1685; 1686; 1687 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 59156; 59109; 59159 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460849 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 330/110/10 кВ Сеймская, ОРУ-110 кВ, СШ- 110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Сеймская- Клюква №1	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 377; 378; 373 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59156; 59109; 59159 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461441 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
3	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Сеймская-Конарево	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6732; 6719; 6770 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59065; 59118; 59139 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461404 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
4	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Сеймская-Полевая	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1679; 1680; 1681 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59156; 59109; 59159 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461405 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
5	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Сеймская- Промышленная	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7228; 7242; 7236 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59065; 59118; 59139 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461403 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
6	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Сеймская- Шумаково	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6749; 6726; 6925 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59065; 59118; 59139 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460850 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 330 кВ «Сеймская», ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 - Сеймская	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1682; 1683; 1684 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59156; 59109; 59159 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461442 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
8	ПС 330/110/10 кВ Сеймская, ОРУ-110 кВ, СШ- 110 кВ, яч.13, ВЛ 110 кВ Сеймская-Клюква №2	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 374; 375; 376 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59065; 59118; 59139 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461440 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
9	ПС 330 кВ «Сеймская», ОМВ-110 кВ	ТРГ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 397; 399; 398 Госреестр № 26813-06	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 59065; 59118; 59139 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461439 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
10	ПС 330/110/10 кВ Сеймская, КТПН, Ввод 0,4 кВ 3Т	ТШ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 88361; 37353; 11536 Госреестр № 22657-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0102075395 Госреестр № 27524-04	TK16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07
11	ПС 330/110/10 кВ Сеймская, КТПН, Ввод 0,4 кВ 4Т	ТШ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 88789; 86912; 39922 Госреестр № 22657-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0102075982 Госреестр № 27524-04	TK16L зав. № 171 Госреестр № 36643- 07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{I(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{I(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7, 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±2,3	±1,7	±1,4	±1,4
2, 4, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±5,4	±3,0	±2,2	±2,2
3, 5 – 6 (Счетчик 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 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,6
	0,9	-	±2,2	±1,1	±0,8
	0,8	-	±2,7	±1,4	±0,9
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,6	±1,8
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{I(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{I(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±4,0	±2,1	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±1,5	±1,3	±1,3
	0,7	±2,5	±1,3	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,1	±1,0	±0,9
2, 4, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,0	±3,5	±2,6	±2,6
	0,8	±4,9	±2,5	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±3,0	±1,6	±1,2	±1,2
3, 5 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
10 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	-	±4,3	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,5	±1,3	±1,0

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} I_{изм} I_{120\%}$
1, 7, 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
2, 4, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
3, 5 – 6 (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
10 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,2	±1,2	±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
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} I_{изм} I_{120\%}$ %
1, 7, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,7	±3,8	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2
2, 4, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,8	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,9	±1,9	±1,4	±1,4
3, 5 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
10 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,2	±2,3
	0,8	-	±4,4	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,7	±1,5	±1,2

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ ;

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

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

4. 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;

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

5. 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  $30^\circ\text{C}$ ;

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

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

7. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, 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 СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- 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**

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 СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. ТТ	ТРГ-110 П*	18
2. ТТ	ТФЗМ 110Б-IV	9
3. ТТ	ТШ-0,66	6
4. ТН	НКФ110-83	6
5. Счетчик	EPQS 111.21.18LL	9
6. Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.08	2
7. УСПД	ТК16L	1
8. Методика поверки	1758/500-2013	1
9. Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.059.03.ПС-ФО	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 1758/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Сеймская». Методика поверки", утвержденному ФБУ "Ростест-Москва" 17.09.2013 г.

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

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "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";
- для счётчика СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 10 сентября 2004 г.;
- 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 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 330 кВ «Сеймская»

Свидетельство об аттестации методики измерений 395-2010 от 14.09.2010 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Сеймская»**

1. ГОСТ 22261-94 с изм. "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 "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 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".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

**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**

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 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.