

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Старый Оскол

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Старый Оскол (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Центра, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы 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.

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

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Старый Оскол ПАО «ФСК 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем  $\pm 1$  с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем  $\pm 2$  с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы 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
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Донская-Старый Оскол №1(ВВ-1) (ВВ-2)	СА 525 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-12 ф. А, В, С  СА 525 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-12 ф. А, В, С	ДФК 525 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02 ТН-500 Донская №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
2	ВЛ 330 кВ Старый Оскол-ОЭМК №1 (В 2-1) (В 2-2)	ТРН-330-01У1 кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 5312-76 ф. А, В, С  СА 362 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02 ф. А, В, С	НКФ-330-73 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 2939-72 ТН-330 ОЭМК-1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08
3	ВЛ 330 кВ Старый Оскол-ОЭМК №2 (В 4-1) (В 3-2)	ТРН-330-01У1 кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 5312-76 ф. А, В, С  СА 362 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02 ф. А, В, С	НКФ-330 кл.т 0,5 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 2939-72 ТН-330 ОЭМК-2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
4	КВЛ 110 кВ Старый Оскол - Гринхаус	TG 145 N1 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 30489-09 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Архангельское 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
6	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Архангельское 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №4, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
7	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Голофеевка с отп.	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
8	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Казацкие Бугры	ТФНД-110М кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08
9	ВЛ 110 кВ Старый Оскол-ГПП-7 1 цепь	ТГМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
10	ВЛ 110 кВ Старый Оскол-ГПП-7 2 цепь	ТГМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
11	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Обуховская 1 с отп.	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №4, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Обуховская 2 с отп	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
13	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Промышленная	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №4, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
14	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Пушкарная	ТФНД-110М кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
15	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Ремонтный завод 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08
16	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Ремонтный завод 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
17	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стойленский ГОК 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
18	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стойленский ГОК 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стойленский ГОК 3 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стойленский ГОК 4 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 70836-18 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Старый Оскол-1 с отп.	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
22	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стройиндустрия 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №4, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег.№ 37288-08
23	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Стройиндустрия 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
24	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Цементный завод 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
25	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Цементный завод 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 К <sub>тт</sub> = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К <sub>тн</sub> = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Центральная 1 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 Ктт = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН-110 №3, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08
27	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Центральная 2 цепь	ТФНД-110М II кл.т 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
28	ПС 500 кВ Старый Оскол ОВМ-1 110 кВ	ТФНД-110М II кл.т 0,5 Ктт = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН-110 №1, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
29	ПС 500 кВ Старый Оскол ОВМ-2 110 кВ	ТФНД-110М II кл.т 0,5 Ктт = 1500/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН-110 №2, ф. А, В, С	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
30	ВЛ 35 кВ Старый Оскол-1-Старый Оскол-500 (ТСН-5 0,4 кВ)	ТК-20 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60 ф. А, В, С	-	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
31	ВЛ 35 кВ Старый Оскол-1-Старый Оскол-500 (ТСН-6 0,4 кВ)	Т-0,66 УЗ кл.т 1 Ктт = 800/5 рег. № 6891-84 ф. А, В, С	-	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
32	КЛ 0,4 кВ МТС (ввод 1,2)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,9	1,0	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,7	1,3	0,9	0,7	0,7
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2, 3 (Счетчик 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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,7	1,5	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
5 – 8, 11 – 21, 23 – 27, 29, 30 (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
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,7	1,5	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
22 (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
28 (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



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
31 (Счетчик 0,2S; ТТ 1)	1,0	-	3,3	1,7	1,1
	0,9	-	4,3	2,2	1,5
	0,8	-	5,4	2,7	1,8
	0,7	-	6,7	3,4	2,3
	0,5	-	10,5	5,2	3,5
32 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	0,6	0,6	0,6
	0,9	-	0,7	0,6	0,6
	0,8	-	0,8	0,6	0,6
	0,7	-	0,9	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{2\%}$ ,	$d_{5\%}$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	2,8	1,7	1,2	1,2
	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,7	1,8	1,1	0,8	0,8
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	2,8	1,9	1,7
	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,7	-	1,7	1,2	1,1
	0,5	-	1,5	1,0	0,9
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	2,6	2,1	1,8	1,8
	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,7	1,8	1,4	1,1	1,1
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
5 – 8, 11 – 21, 23 – 27, 29, 30 (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
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	3,0	2,1	1,7	1,7
	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,7	1,9	1,4	1,1	1,1
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	6,4	3,5	2,6
	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,7	-	3,5	2,0	1,5
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	6,3	3,2	2,2
	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,7	-	3,4	1,7	1,2
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
31 (Счетчик 0,5; ТТ 1)	0,9	-	12,4	6,2	4,1
	0,8	-	8,4	4,2	2,8
	0,7	-	6,6	3,3	2,2
	0,5	-	4,7	2,4	1,7
32 (Счетчик 1,0)	0,9	-	1,7	1,1	1,1
	0,8	-	1,7	1,1	1,1
	0,7	-	1,7	1,1	1,1
	0,5	-	1,7	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,7	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2, 3 (Счетчик 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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,3	1,1	1,0	1,0
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,7	1,6	1,3	1,2	1,2
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
5 – 8, 11 – 21, 23 – 27, 29, 30 (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
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,3	1,1	1,0	1,0
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,7	1,6	1,3	1,2	1,2
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
22 (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
28 (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
31 (Счетчик 0,2S; ТТ 1)	1,0	-	3,4	1,8	1,3
	0,9	-	4,4	2,2	1,6
	0,8	-	5,5	2,8	1,9
	0,7	-	6,8	3,4	2,3
	0,5	-	10,5	5,3	3,6
32 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,3	1,3	1,3
	0,9	-	1,4	1,3	1,3
	0,8	-	1,5	1,4	1,4
	0,7	-	1,6	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{2\%}$ ,	$d_{5\%}$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	3,6	2,1	1,4	1,3
	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,7	2,4	1,5	1,1	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	3,1	2,1	1,8
	0,8	-	2,3	1,6	1,4
	0,7	-	2,0	1,4	1,3
	0,5	-	1,7	1,2	1,2
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	3,0	2,5	2,3	2,3
	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,7	2,2	1,9	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
5 – 8, 11 – 21, 23 – 27, 29, 30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	6,5	3,6	2,7
	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,7	-	3,6	2,1	1,6
	0,5	-	2,7	1,6	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	3,8	2,5	1,9	1,8
	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,7	2,6	1,7	1,3	1,3
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
22 (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	-	3,7	2,3	2,0
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	6,4	3,5	2,6
	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,7	-	3,6	2,2	1,8
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
31 (Счетчик 0,5; ТТ 1)	0,9	-	12,4	6,2	4,2
	0,8	-	8,5	4,3	2,9
	0,7	-	6,7	3,4	2,3
	0,5	-	4,8	2,5	1,8
32 (Счетчик 1,0)	0,9	-	3,5	3,3	3,3
	0,8	-	3,5	3,2	3,2
	0,7	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,4	3,2	3,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ( $\pm D$ ), с				5	

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии  $d_{1(2)\%P}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{2\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

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

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25 от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее</p>	<p>120000 72 50000 72 80000 72 100000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее при отключенном питании, лет, не менее</p>	<p>45 45 3</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

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 шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	СА 525	6 шт.
Трансформатор тока	ТРН-330-01У1	6 шт.
Трансформатор тока	СА 362	6 шт.
Трансформатор тока	TG 145 N1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М II	63 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока	ТК-20	3 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3 шт.
Трансформатор напряжения	ДФК 525	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-330-73 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-330	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	9 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	28 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5610-500-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.059.03.007.ПС-ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5610-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Старый Оскол. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 05.10.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- прибор комбинированный Testo 622 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53505-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

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

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Старый Оскол».

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Старый Оскол

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

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «АйТи Энерджи Сервис»  
(ООО «АйТи Энерджи Сервис»)

ИНН 7729403949

Адрес: 109074 г. Москва, Китайгородский пр-д, д.7, стр.5

Телефон: +7 (495) 627-30-01

Факс: +7 (495) 627-30-15

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +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

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.