

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2024 г. № 1532

Регистрационный № 92475-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Демьянская (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 кабельным 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 минут) по линиям связи.

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 посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 537. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Демьянская - Пихтовая I цепь	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52619-13	ф. А: НКФ-220 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26453-04 ф. В: НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83189-21 ф. С: НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81620-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Демьянская - Пихтовая II цепь	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52619-13	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83189-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ОВ-220 кВ	ТВ кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 46101-10	1ТН-220, ф. А: НКФ-220 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26453-04 1ТН-220, ф. В: НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83189-21 1ТН-220, ф. С: НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81620-21 2ТН-220, ф. А, В, С: НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16 СТВ-01 рег. № 49933-12	
4	ВЛ 110 кВ Демьянская - Кедровая с отпайкой на ПС Ньюрымская	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	ВЛ 110 кВ Демьянская - КС-7 с отпайками	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
6	ВЛ 110 кВ Демьянская - Горная № 2	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ВЛ 110 кВ Демьянская - Юровская	ТВ кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 46101-10	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ШОВ-110 (ОВ-110 кВ)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	1ТН-110: НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19 2ТН-110: НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
9	ВЛ 10 кВ Демьянск	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 89290-23	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ВЛ 10 кВ Нефтебаза	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ВЛ 10 кВ ПСП Хантос-1	ТЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 47958-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 10 кВ ПСП Хантос-2	ТЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 47958-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
13	КВЛ 10 кВ ПСП СНГ-1	ТОЛ-СЭЦ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
14	КВЛ 10 кВ ПСП СНГ-2	ТОЛ-СЭЦ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
15	ЛР-10 БКНС-1	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	В-10 БКНС-2	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	В-10 БКНС-3	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
18	ЛР-10 БКНС-4	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 88465-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ЛР-10 БКНС-5	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 88465-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ЛР-10 БКНС-6	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ЛР-10 БКНС-7	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
22	ЛР-10 БКНС-8	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 88465-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	В-6 НПС-1	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
24	В-6 НПС-2	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	КЛ 6 кВ КУУН-1	ТЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47958-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
26	КЛ 6 кВ КУУН-2	ТЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47958-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	КВЛ 6 кВ Котельная	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
28	КЛ 6 кВ Демьянская - Конда-1 (ВЛ-6 кВ Демьянская – Нелым-1)	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
29	КЛ 6 кВ Демьянская - Конда-2 (ВЛ-6 кВ Демьянская – Нелым-2)	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
<p>Примечания</p> <p>1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, 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 владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.</p>						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
4 – 8, 10, 15, 18 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
11, 12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
13, 14, 16, 17 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
4 – 8, 10, 15, 18 – 24, 27 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
11, 12 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
13, 14, 16, 17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,0	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
25, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
4 – 8, 10, 15, 18 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
11, 12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
13, 14, 16, 17 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
4 – 8, 10, 15, 18 – 24, 27 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
11, 12 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,4	2,8	2,1	2,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13, 14, 16, 17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,3	3,2	3,2
25, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11, НШТВ.411152.001ТУ 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</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии СТЭМ-300:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД TOPAZ IEC DAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее <p>комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее 	<p>120000</p> <p>72</p> <p>220000</p> <p>72</p> <p>140000</p> <p>10000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3</p> <p>3,5</p>

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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛ	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	24 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	8 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	16 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.ЗС14.ФО	1 экз.

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 Демьянская». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

