

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» марта 2021 г. №317

Регистрационный № 81220-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская (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), радиосервер точного времени РСТВ-01 (регистрационный номер 40586-12), 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 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 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 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. В состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) «Радиосервер точного времени РСТВ-01», которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов Сервера сбора более чем на ± 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 ± 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 ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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.

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
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Защита ПО обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

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	ПС 500кВ Амурская, ОРУ - 500 кВ, яч.10, ВЛ-500 кВ Амурская - Хэйхэ	AGU-525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	VCU-525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	RTU-325 рег.№ 37288-08
2	ПС 500кВ Амурская, ОРУ - 500 кВ, яч.10, ВЛ - 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская	AGU-525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	VCU-525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ПС 500кВ Амурская, ОРУ - 500 кВ, яч.2, ВЛ - 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1	IOSK 550 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 26510-09	CPB 550 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
4	ПС 500кВ Амурская, ОРУ - 500 кВ, яч.8, ВЛ - 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2	AGU-525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	VCU-525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, яч.1, Реактор Р-1 500 кВ	ТОГФ-500 кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 61432-15	CPB 550 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ - 220 кВ, яч.3, ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №1	СА 245 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-12	ДФК 245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег.№ 37288-08
7	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ - 220 кВ, яч.10, ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №2	СА 245 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 23747-12	ДФК 245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, яч.11, ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26	ТФМ-220 кл.т. 0,2 Ктт = 500/5 рег. № 22741-02	ДФК 245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
9	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ - 220 кВ, ОВ-220кВ	СА 245 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-12	ДФК 245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч. 1, ВЛ-35 кВ Амурская- Костюковка №2	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
11	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч. 3, ВЛ-35 кВ Амурская- Костюковка №1	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
12	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч. 5, ВЛ-35 кВ Амурская-Лесная	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
13	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч. 11, ВЛ-35 кВ Амурская-Свободный №2	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
14	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч. 13, ВЛ-35 кВ Амурская-Свободный №1	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч. 15, ВЛ-35 кВ Амурская-Базовая	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08
16	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч. 17, ВЛ-35 кВ Амурская-Северная №2	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
17	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч. 18, ВЛ-35 кВ Амурская-Северная №1	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
18	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч. 19, ВЛ-35 кВ Амурская- Новоивановка	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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.

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

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 - 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6, 7, 9 – 18 (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
8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой 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, 2, 4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
6, 7, 9 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,5	1,0	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой 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 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
6, 7, 9 – 18 (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
8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6

Продолжение таблицы 3

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	2	3	4	5	6
1, 2, 4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
6, 7, 9 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,3	1,6	1,4
	0,5	-	1,7	1,2	1,2
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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков электроэнергии 	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц <p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ 	<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 ЕвроАЛЬФА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии Dialog ZMD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>72</p> <p>50000</p> <p>72</p> <p>30</p> <p>72</p>
<p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее <p>радиосервер точного времени РСТВ-01:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее 	<p>100000</p> <p>55000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчиков 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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	AGU-525	9 шт.
Трансформаторы тока	IOSK 550	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-500	3 шт.
Трансформаторы тока	СА 245	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-220	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ-35	27 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	VCU-525	18 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	6 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	DFK 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Dialog ZMD	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП-009-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ006.ПС-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 Амурская», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

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

