УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83320-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-районная (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, 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 УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ±2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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
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	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ (Д-61)	ТВ 220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
2	ОВ 220 кВ	ТДУ-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 68575-17	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	1АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	2АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ I цепь (С-303)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ II цепь (С-304)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Гидролизная с отпайками (С-90/С-340)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
9	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-88)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайками (С-98)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная с отпайками II цепь (С-100)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная с отпайками I цепь (С-99)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ОВ-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
15	ф. 01-11	ТЛК-СТ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ф. 01-15	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ф. 01-17	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ф. 01-18	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
19	ф. 01-05	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
20	ф. 01-06	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
21	ф. 01-07	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ВЛ 10 кВ Абакан-районная – СР-93 с отпайкой на ПС 500 кВ Абаканская (ф. 01-08)	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (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
3, 4, 6 – 14 (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
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3, 4, 6 – 14 (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
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (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
3, 4, 6 – 14 (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
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3, 4, 6 – 14 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	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), (±Δ), с					5

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД, УССВ ИВКЭ	от +10 до +30
- для сервера, УССВ ИВК	от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД RTU-325L:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
Радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 5 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ 220/25	3191-72	3
Трансформатор тока	ТДУ-220	68575-17	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	9
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	39966-10	21

Продолжение таблицы 5

Трансформатор тока	ТВ-ЭК	56255-14	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	58720-14	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформатор тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	10
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	9
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	81620-21	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	22
УСПД	RTU-325L	37288-08	1
УССВ	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С022-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-районная», 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 220 кВ Абакан-районная

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
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

