

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляе- мый изготовитель	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Система автоматизирован- ная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Казачьей ВЭС	-	812	81304-21	Общество с ограниченной ответственностью «Седьмой Ветропарк ФРВ» (ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ»), г. Москва	-	МП-КЭР-03- 2020	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»), г. Москва	Общество с ограниченной ответствен- ностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»), г. Москва

2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара	-	АУВП.411 711.ФСК.Р ИК.023.11	69764-17	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-4849-500-2017	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «МетролСистем Сервис» (ООО «МетролСистем Сервис»), г. Москва	ООО «Спецэнерго-проект», г. Москва
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лесозаводск	-	АУВП.411 711.ФСК.Р ИК.009.09	69292-17	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-4721-500-2017	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»), г. Хабаровск	ООО «Спецэнерго-проект», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Готэк-ЦПУ»	-	06-2020	80448-20	Акционерное общество «АтомЭнерго Сбыт» (АО «АтомЭнерг оСбыт»), г. Москва	-	МП 206.1-086-2020	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Готэк-Центр предоставления услуг» (ООО «Готэк-ЦПУ»), Курская обл. г. Железногорск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва

5.	Системы диагностики и испытаний кабелей	TDM	-	77562-20	Фирма "Seba Dynatronic Mess- und Ortungstechnik GmbH", Германия (Филиал завода-изготовителя: "Hagenuk KMT Kabelmesstechnik GmbH", Германия)	-	МП 206.1-144-2019	МП 206.1-144-2019 с изменением №1	-	Общество с ограниченной ответственностью "Меггер" (ООО "Меггер"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва
6.	Вольтамперфазометры	РС-30	-	62558-15	Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Радио-Сервис» (АО «НПФ «Радио-Сервис»), г. Ижевск	-	РАПМ.411259.001РЭ	РАПМ.411259.001РЭ, раздел 6 с Изменением № 1	-	Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Радио-Сервис» (АО «НПФ «Радио-Сервис»), г. Ижевск	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Парус	-	АУВП.411711.ФСК.Р ИК.010.13	68207-17	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-4381-500-2017	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Электро-контроль» (ООО «Электро-контроль»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМС»
8.	Система измерительная блока налива нефти	-	218.2020	81183-21	Общество с ограниченной ответственностью «ОЙЛТИМ Инжиниринг» (ООО «ОЙЛТИМ Инжиниринг»), г. Томск	-	МП 208-039-2020	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтепром-автоматика» (ООО «Нефтепром-автоматика»), г. Уфа	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва

9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энерго-промышленная компания»	-	ЭПК-1	80103-20	Акционерное общество «Энерго-промышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	-	МП 201-054-2020	-	-	Акционерное общество «Энерго-промышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГУП «ВНИИМС»
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Суходолжский завод вторичных цветных металлов» с Изменением № 1	-	372/08	50622-14	Закрытое акционерное общество «Энерго-промышленная компания» (ЗАО «ЭПК»), г. Екатеринбург	МП 50622-14	-	МП 201-033-2021	-	Акционерное общество «Энерго-промышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГУП «ВНИИМС»
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная	-	202	81857-21	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	-	РТ-МП-255-500-2021	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Би Эф» (ООО «Би Эф»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва»

12.	Комплексы измерительные с фотофиксацией	«СКАТ-ПП»	-	71703-18	Общество с ограниченной ответственностью «ОЛЬВИЯ» (ООО «ОЛЬВИЯ»), Санкт-Петербург	-	БКЮФ.402222 .040-01 МП	БКЮФ.40222 2.040-01 МП с изменением № 1	-	Общество с ограниченной ответственностью «ОЛЬВИЯ» (ООО «ОЛЬВИЯ»), Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск
-----	---	-----------	---	----------	---	---	---------------------------	--	---	---	---

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Лист № 1
Всего листов 9

Регистрационный № 50622-14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сухоложский завод вторичных цветных металлов» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сухоложский завод вторичных цветных металлов» с Изменением №1 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Сухоложское литье», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством оптической связи, а также сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 52065-12 (далее - рег.№)). Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты посредством файлов установленных форматов.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с СТВ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТВ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8
01	КП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 21А	ТТ	ТПОЛ 1000/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11		Реактивная	2,4	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
02	КП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 8А	ТТ	ТПОЛ 1000/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11		Реактивная	2,4	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
03	КП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 9	ТТ	ТОЛ 150/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,6
04	КП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 34	ТТ	ТОЛ-ЭС-10 600/5; кл.т. 0,5S Рег. № 34651-07		Активная	1,1	3,3
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,7
05	ТП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 13	ТТ	ТОЛ 150/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с						±5	
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов. 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.							

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1 – 5 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК №№ 1 – 5 - для сервера - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2 до 120 0,8 емк от -40 до +70 от -10 до +30 от +15 до +20 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер ИВК:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120 000 2 80 000 1 100 000
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800 : - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ	15
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10	2
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RL-P4GB-DW-4	5
Сервер АИИС КУЭ		
Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01	СТВ-01	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ЭПК372/08-1.ФО.01	1
Методика поверки	МП 201-033-2021	1

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) ОАО «Суходоложский завод вторичных цветных металлов» с Изменением №1, аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Суходожский завод вторичных цветных металлов» с Изменением №1

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вольтамперфазометры РС-30

Назначение средства измерений

Вольтамперфазометры РС-30 (далее – приборы) предназначены для измерений:

- напряжения переменного и постоянного тока;
- силы переменного тока;
- частоты переменного тока;
- угла сдвига фаз;
- активной, реактивной и полной мощностей.

Приборы также определяют последовательность чередования фаз в трехфазных электрических сетях, осуществляют показания коэффициента мощности, уровней высших гармоник и уровней нелинейных искажений (THD) напряжения и тока для оценки качества электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на одновременном измерении мгновенных значений токов и напряжений исследуемой сети: трёхфазной трёхпроводной, трёхфазной четырёхпроводной, двухфазной (допускается гальваническая развязка двух фаз). Для цифровой обработки сигналов используются алгоритмы обработки во временной области (фильтрация, определение действующих значений и т.д.) и в частотной области (дискретное преобразование Фурье для определения первых двадцати комплексных гармоник сигнала). В ходе цифровой обработки сигналов определяются:

- действующие значения токов и напряжений, путём нахождения среднеквадратичного значения отсчётов сигналов за период. Полная мощность для одной фазы рассчитывается как произведение действующих значений соответствующих токов и напряжений;

- частота сети;

- фазовые углы между напряжениями, токами, напряжениями и токами;

- значения активной мощности для фазы, как действительной части суммы произведений соответствующих гармоник напряжения и комплексно сопряжённых гармоник тока. Реактивная мощность для фазы определяется как векторная разность полной и активной мощности для фазы. Активная и реактивная мощности сети определяются, как соответствующие суммы активных и реактивных мощностей фаз. Полная мощность сети определяется как векторная сумма активной и реактивной мощности сети. На основании полученных данных вычисляются:

- коэффициенты мощности для фаз и для сети;

- уровни гармонических искажений токов и напряжений.

Приборы записывают в память результаты последнего измерения и отображают его в режиме «Просмотр памяти», которые могут быть выведены на дисплей или внешнее устройство по беспроводному интерфейсу Bluetooth. Приборы имеют возможность работы в качестве

регистратора. Для увеличения работы приборов без подзарядки, имеются настраиваемые функции энергосбережения и автовыключения.

Основные узлы приборов: аналоговые входные цепи, многоканальный аналого-цифровой преобразователь, микропроцессор, блок питания с аккумулятором, цветной дисплей, кнопки управления.

Для измерения токов используются внешние токоизмерительные датчики из комплекта поставки. В приборах реализовано автоматическое определение типа подключённых токоизмерительных датчиков и переключение диапазонов токов. Подключение токоизмерительных выполнено с помощью быстро разборного Push-Pull соединения.

Конструктивно все узлы приборов размещены в едином переносном корпусе из ударопрочной пластмассы. Приборы снабжены магнитными держателями, что позволяет, при необходимости, оперативно крепить приборы на стальные поверхности, в том числе, с лакокрасочными покрытиями.

Кнопки управления, дисплей, индикаторы и входные гнезда размещены на лицевой панели. Общий вид вольтамперфазометров РС-30 приведен на рисунке 1.

Питание приборов автономное – от встроенного аккумулятора или пяти элементов типоразмера АА. Зарядка аккумулятора производится от входящего в комплект поставки внешнего блока питания.

Несанкционированный доступ внутрь приборов предотвращается пломбированием винта крепления под крышкой аккумуляторного отсека. Схема пломбирования приведена на рисунке 2.

Знак поверки наносится под крышку батарейного отсека.

Место нанесения заводских (серийных номеров) – на тыльной панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на бумажной наклейке; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр.



Рисунок 1 – Общий вид вольтамперфазометров РС-30



Рисунок 2 – Схема пломбирования

Программное обеспечение

Приборы имеют встроенное программное обеспечение (ВПО). ВПО установлено во внутренней памяти контроллера и является метрологически значимым. Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния ВПО. ВПО заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ) приборов предприятием-изготовителем и недоступно для потребителя.

Характеристики ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измерение напряжения переменного тока	
Диапазон измерений действующего значения напряжения переменного тока, В	от 0,30 до 99,99 от 100,0 до 700,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений действующего значения напряжения переменного тока, В	$\pm(0,005 \cdot U + 30 \text{ е.м.р.})$, при $U < 10 \text{ В}$; $\pm(0,005 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
Рабочий диапазон частот, Гц	от 45 до 55
Измерение напряжения постоянного тока	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0,30 до 99,99 от 100,0 до 700,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,005 \cdot U + 30 \text{ е.м.р.})$, при $U < 10 \text{ В}$; $\pm(0,005 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
Измерение силы переменного тока	
Диапазон измерений действующего значения переменного тока, А: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	от 0,0030 до 0,0999; от 0,100 до 9,999; от 10,00 до 40,00 от 0,20 до 99,99; от 100,0 до 500,0 от 1 до 3000
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений действующего значения переменного тока, А: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	$\pm(0,01 \cdot I + 30 \text{ е.м.р.})$, при $I < 0,1 \text{ А}$; $\pm(0,01 \cdot I + 3 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,015 \cdot I + 3 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,025 \cdot I + 4 \text{ е.м.р.})$
Рабочий диапазон частот, Гц	от 45 до 55

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Измерение активной, реактивной и полной мощностей	
Диапазоны измерений активной мощности P (кВт)*, реактивной мощности Q (квар)* и полной мощности S (кВ·А)*: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	от 0,001 до 9,999; от 10,00 до 21,00 от 0,005 до 9,999; от 10,00 до 99,99; от 100,0 до 350,0 от 0,100 до 9,999; от 10,00 до 99,99; от 100,0 до 999,9; от 1000 до 2100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений полной мощности, В·А: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	$\pm(0,015 \cdot X + 3 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,02 \cdot X + 3 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,03 \cdot X + 5 \text{ е.м.р.})$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений активной мощности, Вт: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	$\pm(0,02 \cdot X + 5 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,025 \cdot X + 5 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,035 \cdot X + 15 \text{ е.м.р.})$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений реактивной мощности, вар: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000	$\pm(0,02 \cdot X + 10 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,025 \cdot X + 20 \text{ е.м.р.})$ $\pm(0,035 \cdot X + 25 \text{ е.м.р.})$
Измерение частоты переменного тока	
Диапазон измерения частоты, Гц	от 45,00 до 55,00
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Измерение угла сдвига фаз	
Диапазон измерения угла сдвига фаз в полосе частот от 45 Гц до 55 Гц, градусов	от -179,9 до +180,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла сдвига фаз между напряжением и напряжением, градусов: в диапазоне от 1,0 до 10 В в диапазоне св. 10 до 700 В	$\pm 2,5$ $\pm 0,5$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла сдвига фаз между напряжением и током при напряжении более 10 В, градусов: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30 в диапазоне от 0,005 до 0,03 А в диапазоне св. 0,03 до 0,3 А в диапазоне св. 0,3 до 30 А - с датчиком токоизмерительным КТИР-500 в диапазоне от 0,2 до 10 А в диапазоне св. 10 до 500 А - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000 в диапазоне от 10 до 3000 А	±3,5 ±1,2 ±0,8 ±1,2 ±0,8 ±2
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла сдвига фаз между током и током, градусов: - с датчиками токоизмерительными КТИР-30 и КТИ-30: в диапазоне от 0,005 до 0,03 А в диапазоне св. 0,03 до 0,3 А в диапазоне св. 0,3 до 30,0 А - с датчиком токоизмерительным КТИР-500: в диапазоне от 0,2 до 10 А в диапазоне св. 10 до 500 А - с датчиками токоизмерительными ПТИР-3000 и ПТИ-3000 в диапазоне от 10 до 3000 А	±4 ±1,8 ±1,2 ±1,8 ±1,2 ±3
Примечания: U – измеренное значение напряжения, В; I – измеренное значение силы тока, А; е.м.р – единица младшего разряда; $X=U \cdot I$; * – Диапазон отображаемой активной и реактивной мощности определяется диапазоном полной мощности	

Дополнительные погрешности

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений напряжения, силы тока, активной, реактивной и полной мощности переменного тока, вызванной изменением температуры в рабочем диапазоне, не превышают $\pm 0,005$ от основной погрешности.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений напряжения, силы тока, активной, реактивной и полной мощности переменного тока, вызванной изменением относительной влажности окружающего воздуха в рабочем диапазоне, не превышают $\pm 0,005$ от основной погрешности.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока (встроенный аккумулятор), В	от 5,2 до 7,5
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	250×110×60
Масса, кг, не более	0,8
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность при температуре воздуха плюс 30 °С, %	от -15 до +50 90

Наименование характеристики	Значение
Испытательное напряжение постоянного тока при проверке электрической прочности изоляции, кВ	7,3
Сопротивление изоляции, МОм, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель прибора способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки вольтамперфазометров РС-30 приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вольтамперфазометр РС-30	РАПМ.411259.001ТУ	1 шт.
Блок питания	—	1 шт.
Кабели измерительные, длиной 1,5м, цветные	—	4 шт.
Зажим типа «крокодил»	—	4 шт.
Сумка для переноски	—	1 шт.
Батарейный отсек	—	1 шт.
Датчики токоизмерительные: клещи токоизмерительные КТИ-30 клещи токоизмерительные КТИР-30 клещи токоизмерительные КТИР-500 датчик гибкий токоизмерительный ПТИР-3000 датчик гибкий токоизмерительный ПТИ-3000	РАПМ.418114.009 РАПМ.418114.007 РАПМ.418114.011 РАПМ.418114.010 РАПМ.418114.008	по заказу
Руководство по эксплуатации	РАПМ.411259.001РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации РАПМ.411259.001РЭ в разделе 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вольтамперфазометрам РС-30

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»

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

ГОСТ 8.027-2001 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 мая 2018 г. № 1053 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 г. № 575 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

РАПМ.411259.001ТУ «Вольтамперфазометр РС-30. Технические условия»

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Радио-Сервис»
(АО «НПФ «Радио-Сервис»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 426008, г. Ижевск, ул. Пушкинская, д. 268

Адрес деятельности: 426008, г. Ижевск, ул. Пушкинская, д. 268

ИНН 1831050860

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Парус

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Парус (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, 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 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 ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 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.

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 знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

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	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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 присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. №1, ввод ВЛ-110 кВ С-86	ТВ 110-II У2 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 19720-00	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08 PCTB-01 рег. № 40586-12
2	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-06	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 12	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 14	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 16	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 20	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 75/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 38	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
8	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 40	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 42	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 32139-06	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 44	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32139-06	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 45	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 46	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 13	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 43	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
15	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 17	ТОЛ-СЭЩ-10 К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	РСТВ-01 рег. № 40586-12
16	ПС "Парус" 220/110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. № 41	ТОЛ-СЭЩ-10 К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

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			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 7, 11, 12 (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
2-6, 8-10, 13, 14, 15, 16 (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
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			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 7, 11, 12 (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
2-6, 8-10, 13, 14, (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
15,16 (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
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			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 7, 11, 12 (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
2-6, 8-10, 13, 14, 15, 16 (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

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 7, 11, 12 (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
2-6, 8-10, 13, 14, (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
15, 16 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания. 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 $I_{2\%}$. 2. Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 (5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 100000 55000
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 3 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	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТВ-110-II У2	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	18 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	16 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	716393-21-04-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) ПС 220 кВ Парус», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Парус

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

Модернизация АИИС КУЭ ПС 220 кВ Парус проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Электротехнические системы»

(ООО «Электротехнические системы»)

Адрес: 680014, г. Хабаровск, пер. Гаражный, д. 30А

Телефон: +7 (4212) 75-63-75

Факс: +7 (4212) 75-63-73

Web-сайт: office@etsystem.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 проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

В части вносимых изменений:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 69292-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лесозаводск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лесозаводск (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).

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 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 и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специальное программное обеспечение (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2,3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Ружино-тяга-1	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 500/5 рег. № 78699-20	UTF 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3/100/√3) рег. № 23748-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 PCTB-01 рег. № 40586-12
2	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Ружино-тяга-2	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 500/5 рег. № 78699-20	UTF 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3/100/√3) рег. № 23748-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ОРУ-220 кВ ОВ-220 кВ	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 20951-08	UTF 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3/100/√3) рег. № 23748-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, КРУН 35 кВ, 1С 35 кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ "Лесозаводск - Уссури"	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3/100/√3) рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, КРУН 35 кВ, 2С 35 кВ, яч.7, ВЛ 35 кВ "Лесозаводск - Тихменово"	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3/100/√3) рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, КРУН 35 кВ, 2С 35 кВ, яч.11, ВЛ 35 кВ "Лесозаводск - Пантелеймоновка с отпайкой на ПС Карьер"	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3/100/√3) рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
7	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, КРУН 35 кВ, 1С 35 кВ, яч.4, ВЛ 35 кВ "Лесозаводск - ГДЗ" 1-ая	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3/100/√3) рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, КРУН 35 кВ, 2С 35 кВ, яч.9, ВЛ 35 кВ "Лесозаводск - ГДЗ" 2-ая	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3/100/√3) рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.3	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.6	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.7	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.8	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
16	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.11	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 1С 10 кВ, яч.12	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.13	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.14	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.15	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.17	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.18	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
24	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.19	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.20	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 PCTB-01 рег. № 40586-12
26	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.21	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЗРУ 10 кВ, 2С 10 кВ, яч.22	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	ПС 220/35/10/0,4 кВ Лесозаводск, ЩСН 0,4 кВ, 1С 0,4 кВ, ПСН №2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ "Лесозаводск - ВРУ 0,4 кВ ОДС "ПримЗЭС"	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 50/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
29	ЗРУ-10 кВ, ячейка №2, Ф-2	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

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 основной 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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,7
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,8	1,9
3, (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
4 – 27, 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,0	2,2	2,2
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой основной 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 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	4,3	2,3	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,3	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,0	0,8	0,8
4 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,2	1,2
9 – 27, 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,3	1,3
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,0	0,7
	0,8	-	2,3	1,4	1,1
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
4 – 27, 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,3	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	1,9	1,3	1,1	1,1
4 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
9 – 27, 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,3	2,3
	0,5	3,0	2,0	1,8	1,8
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,6	1,5	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
Примечания 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 $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000
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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	6 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	15 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	60 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	UTF 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	GE-36	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	29 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	ЭСТ.422231.003.01 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) ПС 220 кВ Лесозаводск, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лесозаводск

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

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 69764-17

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и Магистральных электрических сетей (МЭС) Сибири, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ) и специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС.

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 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.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (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 220 кВ Чара.

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

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью УССВ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ на значение, превышающее ± 1 с.

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.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется 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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 55006-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10 УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
2	КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №2	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 55006-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
3	ВЛ 220 кВ Хани-Чара (БД-75)	CTSG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 46666-11	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
4	КВЛ 220 кВ Чара - Блуждающий №1	ТВГ-УЭТМ® -220 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 52619-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
5	КВЛ 220 кВ Чара - Блуждающий №2	ТВГ-УЭТМ® -220 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 52619-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВЛ 110 кВ Таксимо - Чара с отпайками (ТТ- 72)	ТФЗМ-110Б-IY1 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 ф.А, В НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 ф.С	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10 УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
7	ВЛ 35 Чара- РЭС-5-1 (ВЛ-35- 157)	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
8	ВЛ 35 Чара- РЭС-5-2 (ВЛ-35- 156)	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
9	ВЛ 35 Чара- Старая Чара (ВЛ-35-155)	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20 ф. А ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20 ф. С	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	АТ-1 35 кВ	ТГМ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10 УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,8
11	АТ-2 35 кВ	ТГМ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,8
12	ф. 5 Поселок (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
13	ф. 6 Пром. Зона	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
14	ф. 7 РП-14 (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
15	ф. 11 Поселок (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
16	ф. 8 Удокан	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ф.13 РП-35 МПС (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10 УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
18	ф.15 РП-35 МПС (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
19	ф. 16 Фабрика (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
20	ф. 22 Чина	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
21	ф. 23 РП-14 (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
22	ф. 24 Фабрика (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 22 от 0 до плюс 40 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УСПД и УСВ/УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +70 от -40 до +65 от 0 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 1 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 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);
- ИВК (функция автоматизирована)

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	СТSG	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IY1	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	1
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	5
Трансформатор тока	ТГМ-35	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ® -220	6
Трансформатор напряжения	VPU-245	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	1
Трансформатор напряжения	НКФ110-83ХЛ1	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	22
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01	1
Специализированное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	РТ-МП-4849-500-2017	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.023.11ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара

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

Испытательный центр

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

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 71703-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные с фотофиксацией «СКАТ-ПП»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные с фотофиксацией «СКАТ-ПП» (далее – комплексы) предназначены для:

- измерений скорости движения транспортных средств (далее – ТС) в зоне контроля;
- измерений расстояния до ТС в зоне контроля;
- измерений углов в горизонтальной и вертикальной плоскостях между нормалью к излучающей поверхности измерительного модуля «СКАТ-М» (далее – ИМ) комплекса и направлением на ТС (углы на ТС) в зоне контроля;
- определения координат места расположения комплекса;
- фотофиксации ТС в зоне контроля с записью времени фиксации, координат места расположения комплекса и скорости ТС.

Описание средства измерений

Комплексы состоят из ИМ, программного обеспечения (далее – ПО) и монтажно-эксплуатационного оборудования, обеспечивающего монтаж, электропитание, наведение ИМ на зону контроля, дополнительную защиту и обзор, подсветку в ночное время суток и связь с внешними устройствами.

Комплекс производит измерение скорости и местоположения ТС в зоне контроля, осуществляет анализ траекторий движения ТС, определяет текущее время и координаты места расположения ИМ комплекса, фотографирует ТС в зоне контроля и сохраняет данные в энергонезависимой памяти. Все указанные действия производятся в автоматическом режиме и заканчиваются передачей информации на долговременное хранение или выводом на внешние каналы связи для передачи на внешние устройства.

Зоной контроля является область (сектор), ограниченный максимальным расстоянием от ИМ до ТС и диапазоном измерения углов на ТС.

Работа комплексов основана на физических принципах радиолокационных измерений. Радиолокационные измерения обеспечивает ИМ комплекса, который:

- измеряет скорость движения по разности частот между излученным радиолокационным сигналом и сигналом, отраженным от движущихся ТС (эффект Доплера);
- измеряет расстояние от ИМ комплекса до движущихся ТС по разности фаз между сигналами на различных несущих частотах;
- измеряет углы в горизонтальной и вертикальной плоскостях между нормалью к излучающей поверхности ИМ комплекса и направлением на ТС, по разности фаз между сигналами, принятыми пространственно-разнесенными антеннами;

- определяет время фотофиксации по значению национальной шкалы координированного времени UTC (SU), полученному от встроенного в ИМ комплекса приемника глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS (с разрядностью до секунды) и измерению интервала времени между фронтом секундного импульса PPS и моментом времени фотографирования;

- определяет координаты места расположения ИМ комплекса, полученные от встроенного приемника глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS.

Комплекс выпускается в двух модификациях, отличающихся программным обеспечением радарного модуля.

Конструктивно ИМ комплекса выполнен в едином влагозащищенном и ударопрочном корпусе с элементами крепления и содержит радиолокационный модуль, видеокамеру, вычислительный модуль, энергонезависимый накопитель данных, приемник глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. На корпусе ИМ установлена шильда, содержащая наименование и серийный номер комплекса, торговую марку изготовителя и знак утверждения типа средства измерений. ИМ защищен от несанкционированного вскрытия специальными пломбами, разрушающимися при попытке удаления.

Общий вид ИМ комплекса различных модификаций и места пломбирования представлены на рисунках 1 и 2 соответственно.

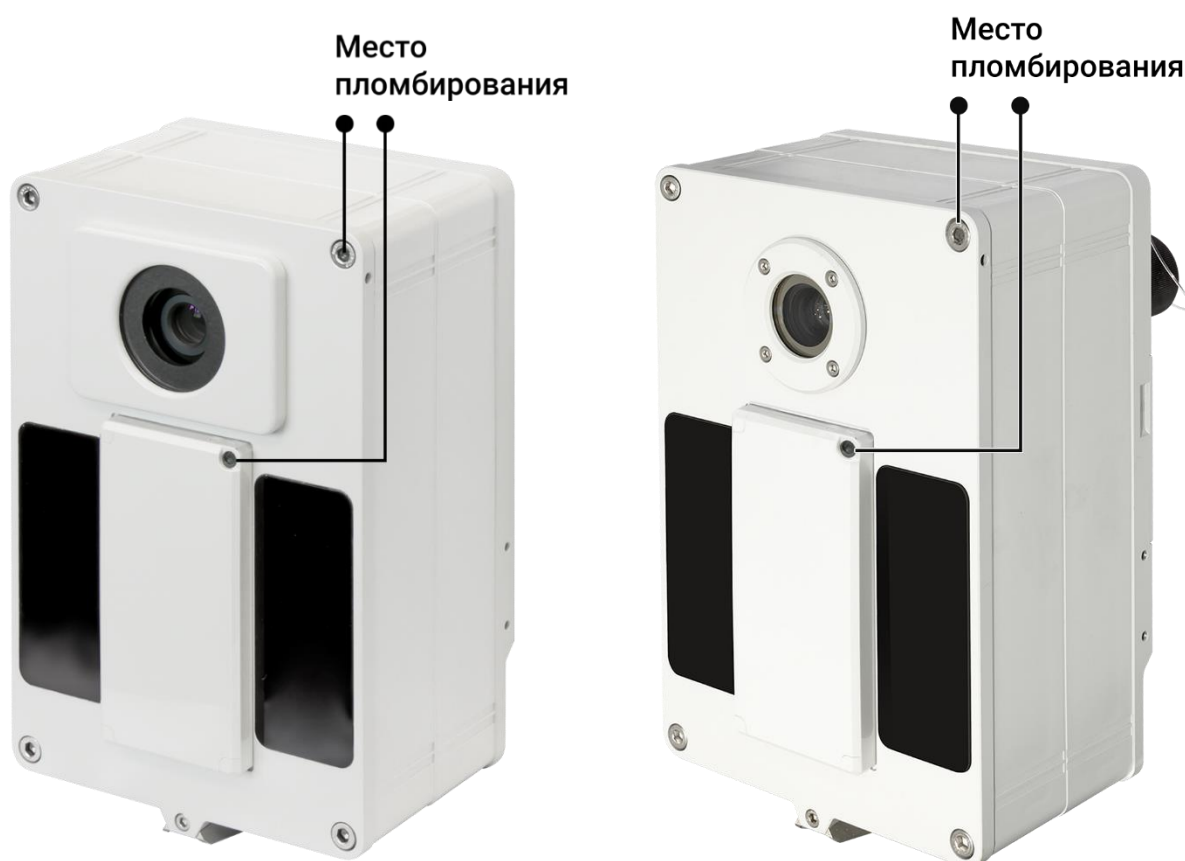


Рисунок 1 – Общий вид и места пломбирования ИМ комплексов (модификация 1) с квадратной и круглой защитной блендами



Рисунок 2 – Общий вид и места пломбирования ИМ комплекса (модификация 2)

Программное обеспечение

ПО комплекса является программа «Скат-ПП».

ПО «Скат-ПП» содержит метрологически значимую часть «sazanDSPS» для ИМ модификации 1 и метрологически значимую часть «Rapira 3D» для ИМ модификации 2 и пользовательскую оболочку.

Уровень защиты ПО комплекса от преднамеренных и непреднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО комплекса модификации 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	sazanDSPS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.02
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	FA52DB4E
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО комплекса модификации 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rapira 3D»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0x1970CD4F
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики комплексов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч модификация 1 модификация 2	от 2 до 350 от 1 до 350
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости ТС, км/ч модификация 1 модификация 2	± 2 ± 1
Диапазон измерений расстояния от комплекса до движущегося ТС, м	от 5 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния от комплекса до движущегося ТС, м	± 1
Диапазон измерений углов на ТС, °	от +20 до -20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов на ТС, градус модификация 1 модификация 2	± 2 ± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности отклонения времени комплекса от национальной шкалы координированного времени UTC (SU), мс	± 1
Доверительные границы абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат места расположения комплекса, при геометрическом факторе PDOP не более 3, м	$\pm 4,5$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота радиолокационного излучения, ГГц	$24,15 \pm 0,1$
Зона контроля длина, м, не более угол, градус, не более	150 20
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха, %, не более атмосферное давление, кПа	от -55 до +60 98 от 60 до 106,7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66/IP67
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц, В	от 180 до 270

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 10 до 16
Мощность потребления ИМ комплекса, Вт, не более	45
Габаритные размеры ИМ комплекса, мм, не более:	
длина	205
ширина	210
высота	320
Масса ИМ комплекса, кг, не более	7

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на шильду, расположенную на корпусе ИМ комплекса, а также типографским способом на титульный лист паспорта комплекса.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество	
		модификация 1	модификация 2
1 Комплекс измерительный с фотофиксацией «СКАТ-ПП» в составе:	«СКАТ-ПП»	1	1
1.1 Измерительный модуль «СКАТ-М» для модификации 1	БКЮФ.201219.025	1	—
1.2 Измерительный модуль «СКАТ-М» для модификации 2	БКЮФ.201219.025	—	1
2 Комплекс измерительный с фотофиксацией «СКАТ-ПП». Паспорт	БКЮФ.402222.040-01ПС	1	1
3 Комплекс измерительный с фотофиксацией «СКАТ-ПП». Руководство по эксплуатации	БКЮФ.402222.040-01РЭ	1	1
4 ГСИ. Комплексы измерительные с фотофиксацией «СКАТ-ПП». Методика поверки	БКЮФ.402222.040-01 МП с изменением № 1	1	1
5 Монтажно-эксплуатационный комплект оборудования в составе: - установочный комплект - комплект для электропитания оборудования - обзорный комплект - защитный комплект - комплект защитных бленд (круглая, квадратная) - комплект для обеспечения связи и навигации	-	По заказу	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 7 документа БКЮФ.402222.040-01ПС «Комплекс измерительный с фотофиксацией «СКАТ-ПП». Паспорт».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам измерительным с фотофиксацией «СКАТ-ПП»

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 «Об утверждении государственной поверочной схеме для средств измерений времени и частоты»

БКЮФ.402222.040-01ТУ Комплексы измерительные с фотофиксацией «СКАТ-ПП». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОЛЬВИЯ» (ООО «ОЛЬВИЯ»)

ИНН 7802595490

Адрес: 194156, Санкт-Петербург, пр. Энгельса д.27, корп. 5 лит. А

Телефон (факс): (812) 326-38-41

Web-сайт: www.olvia.ru

E-mail: info@olvia.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»).

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 77562-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы диагностики и испытаний кабелей TDM

Назначение средства измерений

Системы диагностики и испытаний кабелей TDM (далее по тексту – системы) предназначены для воспроизведения высокого напряжения специальной формы инфранизкой частоты и напряжения постоянного тока, измерений силы переменного и постоянного тока, измерений тангенса угла диэлектрических потерь (модификации с индексом TD), измерений характеристик частичных разрядов (модификации с индексом PD).

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на преобразовании напряжения питания в высокое напряжение переменного тока, выпрямлении этого напряжения, периодической коммутации напряжения и индуктивно-емкостной измерительной цепи.

На выходе систем может быть установлено симметричное высоковольтное синусоидальное напряжение, напряжение прямоугольной формы, косинус-прямоугольной формы, затухающее напряжение переменного тока (DAC) или напряжение постоянного тока обеих полярностей.

Для расширения диапазона нагрузки частота формируемого переменного синусоидального напряжения может изменяться (вручную или автоматически) в пределах от 0,01 до 0,1 Гц. Частота напряжения косинус-прямоугольной формы остается всегда неизменной и равной 0,1 Гц. Частота затухающего переменного напряжения зависит от емкости нагрузки и находится в пределах от 20 до 500 Гц.

Основная область применения систем: испытание кабелей и других компонентов кабельной сети повышенным напряжением, определение дефектов изоляции в силовых кабелях (в том числе с изоляцией из сшитого полиэтилена) и других изолированных цепях, имеющих значительную электрическую емкость изоляции. Системы предназначены для работы в полевых условиях.

Системы могут работать как в ручном, так и в автоматическом режимах работы.

Процесс формирования выходного напряжения, ход испытаний и вывод информации на дисплей полностью автоматизирован и производится встроенным микропроцессором. Управление системами осуществляется оператором с помощью графического дисплея через многоязыковый интерфейс на основе меню и с помощью внешнего ПК с установленным специальным программным обеспечением PD Detector. Системы обладают функцией таймера с автоматическим отключением прибора, часами и календарем.

Результаты измерений могут быть сохранены как во встроенной памяти систем, так и переданы на внешний персональный компьютер через интерфейс связи Ethernet.

Основные узлы систем: высоковольтный трансформатор, ограничительный и разрядный резисторы, делитель, шунт, микропроцессор, блок управления, коммутатор, схема интерфейсов, графический ЖК-дисплей, блок питания.

Системы выпускаются в следующих модификациях: TDM 45 и TDM 62.

Системы идентичны по принципу действия и отличаются значением выходного испытательного напряжения, емкостью нагрузки, габаритными размерами, массой.

Основу систем составляет базовый модуль VLF Sin-45 или VLF Sin-62.

Для формирования дополнительных форм выходного напряжения (косинус-прямоугольной формы и затухающего напряжения переменного тока) системы могут оснащаться опциональными модулями бустеров VLF CR 40-TB и VLF CR-60-TB. В этом случае к обозначению модификаций систем добавляются индексы 40 или 60.

В комбинации с опциональным встроенным измерителем тангенса угла диэлектрических потерь и опциональными внешними измерителями частичных разрядов PDS 60 или PDS 62-SIN системы позволяют измерять тангенс угла диэлектрических потерь и характеристики частичных разрядов в изоляции. В этом случае к обозначению модификаций систем добавляются индексы TD и/или PD.

При измерении характеристик частичных разрядов системы позволяют проводить локализацию мест возникновения частичных разрядов с помощью рефлектометрического метода.

Питание опциональных модулей осуществляется от базового модуля систем.

Перечень модификаций систем в зависимости от набора опциональных модулей представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень модификаций систем TDM

Модификация	Базовый модуль	Модуль бустера	Измеритель тангенса угла диэлектрических потерь	Измеритель частичных разрядов
TDM 45-P (VLF Sin-45) ¹⁾	Да	Нет	Нет	Нет
TDM 45-P-TD (VLF Sin-45-TD) ¹⁾	Да	Нет	Да	Нет
TDM 45-P-PD	Да	Нет	Нет	Да
TDM 45-P-TD-PD	Да	Нет	Да	Да
TDM 4540-P	Да	Да	Нет	Нет
TDM 4540-P-TD	Да	Да	Да	Нет
TDM 4540-P-PD	Да	Да	Нет	Да
TDM 4540-P-TD-PD	Да	Да	Да	Да
TDM 62-P (VLF Sin-62) ¹⁾	Да	Нет	Нет	Нет
TDM 62-P-TD (VLF Sin-62-TD) ¹⁾	Да	Нет	Да	Нет
TDM 62-P-PD	Да	Нет	Нет	Да
TDM 62-P-TD-PD	Да	Нет	Да	Да
TDM 6260-P	Да	Да	Нет	Нет
TDM 6260-P-TD	Да	Да	Да	Нет
TDM 6260-P-PD	Да	Да	Нет	Да
TDM 6260-P-TD-PD	Да	Да	Да	Да
Примечание – ¹⁾ модификации могут обозначаться любым из двух приведенных вариантов				

Системы выполнены в металлических корпусах.

На верхней панели расположены органы управления и индикации. На боковых панелях – высоковольтный выход, разъем сети питания, сетевой разъем LAN, клеммы заземления. По бокам корпуса размещены ручки для переноски.

Общий вид систем представлен на рисунке 1.

Пломбирование систем диагностики и испытаний кабелей TDM не предусмотрено.

Знак поверки наносится на лицевую панель базового модуля и (или) свидетельство о поверке.

Место нанесения заводских (серийных номеров) – на боковой панели корпуса на полимерной самоклеящейся подложке; способ нанесения – сублимационная печать; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр.

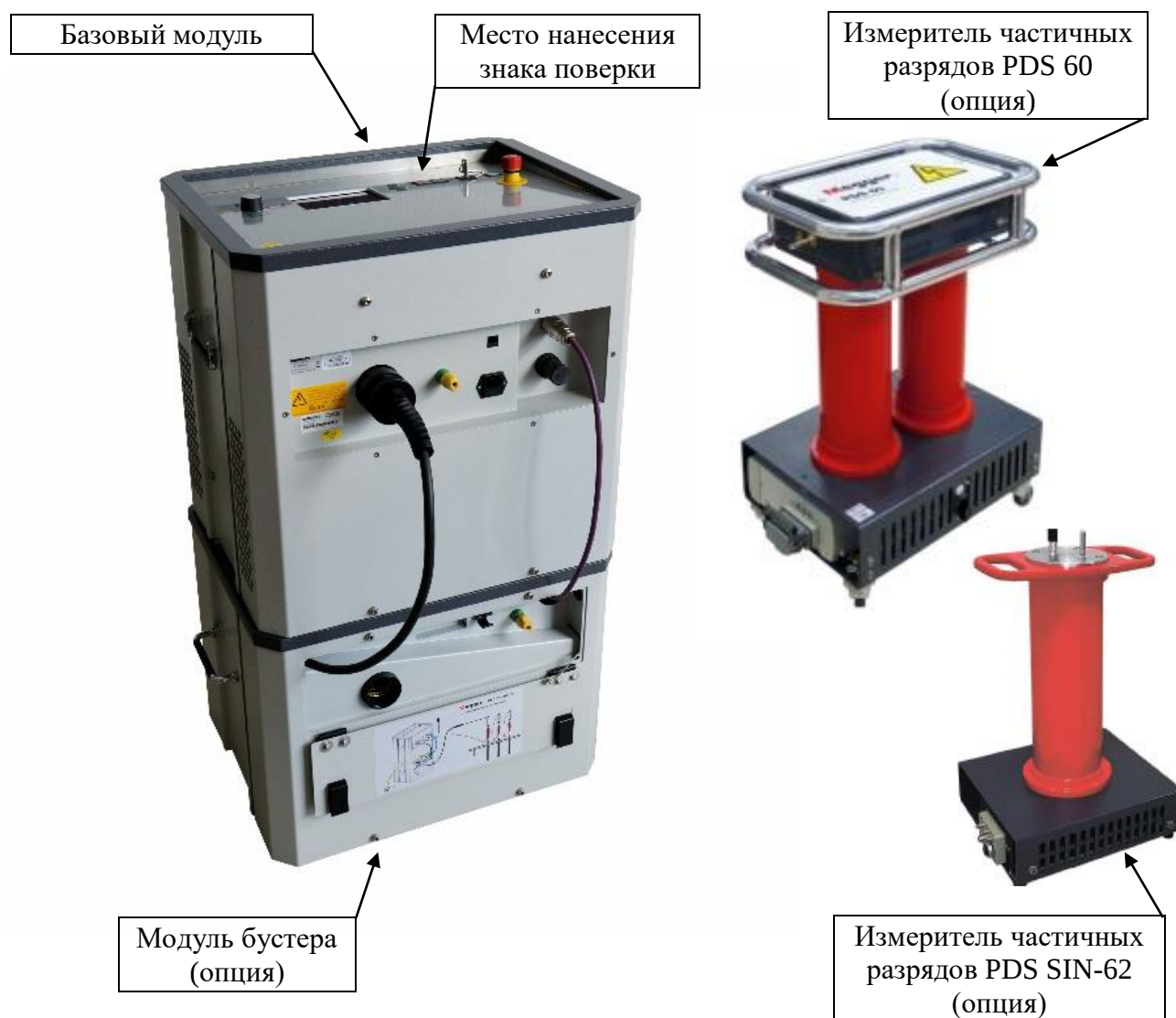


Рисунок 1 – Общий вид систем TDM

Программное обеспечение

Системы функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния ПО. Встроенное ПО заносится в защищенную от записи память микропроцессора измерителей предприятием-изготовителем и недоступно для потребителя.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций	
	TDM 45	TDM 62
Идентификационное наименование ПО	kernel	kernel
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 1.02	Не ниже 1.02
Цифровой идентификатор аппаратного ПО	–	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики систем TDM

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	TDM 45	TDM 62
Верхний предел воспроизведения - напряжения синусоидальной формы (амплитудное значение), кВ - напряжения синусоидальной формы (среднеквадратичное значение), кВ - напряжение косинусно-прямоугольной формы, кВ ¹⁾ - напряжения прямоугольной формы, кВ - напряжения постоянного тока, кВ ²⁾	45 32 40 45 45	62 44 60 62 62
Разрешение, кВ	0,1	
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения напряжения, %	±1	
Диапазон частот выходного напряжения, Гц	от 0,01 до 0,1 ³⁾	
Диапазон измерений силы тока на выходе, мА	от 0 до 40	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока, %	±1	
Диапазон измерений тангенса угла диэлектрических потерь	от 1·10 ⁻⁴ до 1	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений тангенса угла диэлектрических потерь	±1·10 ⁻⁴	
Диапазон измерений кажущегося заряда, нКл	См. таблицу 4	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося заряда, %	См. таблицу 4	
Примечания ¹⁾ с модулем бустера; ²⁾ положительной и отрицательной полярности; ³⁾ для напряжения косинусно-прямоугольной формы частота 0,1 Гц		

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерителей частичных разрядов PDS

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	PDS 60	PDS 62-SIN
Номинальное напряжение конденсатора связи, кВ	60 ¹⁾	62 ²⁾
Электрическая емкость конденсатора связи, нФ	25	
Диапазон измерений кажущегося заряда, нКл	от 0,002 до 100 ³⁾	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося заряда, %	±10	
Номинальные значения воспроизводимого кажущегося заряда калибратора CAL1, нКл	0,1; 0,2; 0,5; 1; 2; 5; 10; 20; 50; 100	
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения кажущегося заряда калибратора CAL1, %	±3	
Примечания: ¹⁾ вид напряжения: затухающее напряжение переменного тока, инфранизкочастотное косинусно-прямоугольное, инфранизкочастотное синусоидальное; ²⁾ вид напряжения: инфранизкочастотное синусоидальное; ³⁾ в диапазоне от 0,002 до 0,1 нКл погрешность не нормируется		

Таблица 5 – Основные технические характеристики систем TDM

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	TDM 45	TDM 62
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 110 до 230 50/60	
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота): - базовый модуль - модуль бустера	544×416×520 544×416×424	544×416×520 810×970×930
Масса, кг: - базовый модуль - модуль бустера	50 42	59 120
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от –20 до +55 90	
Средний срок службы, лет	10	

Таблица 6 – Основные технические характеристики измерителей частичных разрядов PDS

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	PDS 60	PDS 62-SIN
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	24	
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	390×760×540	360×330×640
Масса, кг	25	14,5
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от –20 до +55 до 90	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель приборов способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система диагностики и испытаний кабелей TDM (модификация по заказу)	—	1 шт.
Базовый модуль VLF Sin-45 или VLF Sin-62 (модификация по заказу)	—	1 шт.
Кабель высоковольтный 5 м	—	1 шт.
Кабель питания 5 м	—	1 шт.
Сумка для принадлежностей	—	1 шт.
Модуль усилителя VLF CR-40-TB или VLF CR-60-TB	—	1 шт. ¹⁾
Соединительные кабели	—	1 к-т. ¹⁾
Измеритель тангенса угла диэлектрических потерь	—	1 шт. ¹⁾
Измеритель частичных разрядов PDS 60 или PDS 62-SIN (модификация по заказу)	—	1 шт. ¹⁾
Ноутбук с сумкой для переноски	—	1 шт. ¹⁾
Кабель низковольтный 5 м	—	1 шт. 1)
Кабель высоковольтный 1,5 м	—	1 шт. 1)
Калибратор кажущегося заряда CAL1	—	1 шт. ¹⁾
Сумка для принадлежностей	—	1 шт. ¹⁾
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Примечание – ¹⁾ опция		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации в разделе «5 Режимы работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам диагностики и испытаний кабелей TDM

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

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»

ГОСТ Р 55191-2012 «Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов»

ГОСТ 20074-83 «Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов»

ГОСТ 8.027-2001 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

ГОСТ Р 8.833-2013 «ГСИ. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрического напряжения постоянного тока в диапазоне $\pm(1 \dots 500)$ кВ»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 мая 2018 г. № 1053 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»

ГОСТ Р 8.832-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 г. № 575 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»

Изготовитель

Фирма «Seba Dynatronic Mess- und Ortungstechnik GmbH», Германия
Место нахождения и адрес юридического лица: Dr.-Herbert-Iann Str. 6, D-96148, Baunach, Germany
Филиал завода-изготовителя:
«Hagenuk KMT Kabelmesstechnik GmbH», Германия
Адрес деятельности: Röderaue 41, D-01471, Radeburg, Germany

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Лист № 1
Всего листов 7

Регистрационный № 80103-20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени организациями–потребителями электрической энергии, заключившими договоры энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии) с АО «Энергопромышленная компания», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (далее – ПО) «Альфа ЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии.

Сервер ИВК при помощи ПО автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии для каждого канала учета и журналы событий счётчика, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и ее хранение.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется через сеть интернет и/или через сети сотовой связи. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием переносного компьютера через встроенный оптический порт.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 52065-12 (далее - рег.№)). Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера ИВК, через локальную сеть в виде файлов данных установленных форматов и/или сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с СТВ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТВ-01 на величину равную или более 0,6 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК по вычислительной сети (либо каналам связи GSM) во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 2 с.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ АО «Энергопромышленная компания»

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
01	ПС 35 кВ База Треста, РУ-10 кВ, яч. БТ-2, ф. БТ-2	ТТ	ТПЛ-10с 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 29390-05	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	2,7
		ТН	НАМИТ-10 10000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 16687-07		Реактивная	2,6	4,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				
02	КВЛ-10 кВ ф. 1112Б, оп. №1, ПКУ-10 кВ	ТТ	ТОЛ-НТЗ 150/5, кл.т. 0,5S Рег. № 69606-17		Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛП-НТЗ 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, кл.т 0,5 Рег. № 69604-17		Реактивная	2,7	5,4
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с						±5	
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов. 5 Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.							

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1 – 2 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков: ИК № 1 ИК № 2 - для сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 0,8 _{емк} от -40 до +70 от +10 до +25 от 0 до +35 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	220 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации <u>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее <u>ИБК:</u> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно;

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;

- пароль на сервере АИИС КУЭ.
- Возможность коррекции времени в:
- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - АРМ (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование (тип)	Обозначение	Кол-во
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Сервер АИИС КУЭ		1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	ЭПК-1/20-1.ФО	1
Методика поверки	МП 201-054-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 80448-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Готэк-ЦПУ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Готэк-ЦПУ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи; источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ с установленным программным обеспечением (ПО) «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на сервер осуществляется посредством канала сотовой связи стандарта GSM/GPRS.

Сервер базы данных с периодичностью один раз в сутки производит опрос уровня ИИК. Полученная информация записывается в базу данных СБД.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от СБД по сети Internet через интернет-провайдера, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИБК входит устройство синхронизации системного времени УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера с УСВ происходит непрерывно. Синхронизация сервера и УСВ осуществляется при каждом цикле сравнения независимо от величины расхождения шкал времени сервера и УСВ. Коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени сервера равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.0 в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. Защита измерительной информации в ПО «Энергосфера» обеспечивается паролями в соответствии с правами доступа, а также кодированием данных.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала					КТТ·КТН·КСЧ
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВК	
1	2	3		4		5	6
1	РУ 6 кВ № 1, ячейка № 3	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег № 22192-07	A	ТПЛ-10-М	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. №0450/ HP Proliant DL320e Gen8v2	4800
				B			
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/100 Рег № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12			7200
2	РУ 6 кВ № 2, ячейка №1	ТТ	Кл.т. 0,5 600/5 Рег № 69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег № 69604-17	A	ЗНОЛ-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-6		
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	РУ 6 кВ № 3, ячейка № 7	ТТ	Кл.т. 0,5 600/5 Рег № 7069-79	A	ТОЛ 10	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. №0450/ HP Proliant DL320e Gen8v2	7200
				B			
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег № 11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12					
4	РУ 6 кВ № 3, ячейка № 13	ТТ	Кл.т. 0,5 600/5 Рег № 7069-79	A	ТОЛ 10	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. №0450/ HP Proliant DL320e Gen8v2	7200
				B			
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег № 11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчики	Кл.т 0,5S/1,0 Рег № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12			

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1	2	3	4	5
1, 2	Активная	1,2	5,7	± 5
	Реактивная	2,5	4,2	
3, 4	Активная	1,0	5,6	
	Реактивная	2,2	4,2	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСВ-3: - антенного блока; - блока питания и интерфейсов магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -45 до +50 от -40 до +60 от -50 до +70 от -25 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М.12: - среднее время наработки до отказа, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, УСВ-3: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 45000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.12	4 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт-формуляр	КАЭС.411711.АИИС.106 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Готэк-ЦПУ», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Готэк-ЦПУ»

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

Акционерное общество «АтомЭнергоСбыт» (АО «АтомЭнергоСбыт»)

ИНН 7704228075

Адрес: 115432, г. Москва, проезд Проектируемый 4062-й, дом 6, строение 25

Телефон: +7 (495) 789-99-01

Факс: +7 (495) 789-99-01 доб. 149

E-mail: info@atomsbt.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

ИНН 7736042404

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 81183-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная блока налива нефти

Назначение средства измерений

Система измерительная блока налива нефти (далее – система) предназначена для измерений и регистрации массы нефти при ее наливе в автомобильные цистерны на нефтеналивном пункте Воронцовского месторождения, Оренбургская обл., Бузулукский р-он, в районе с. Твердилово.

Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта состоящей из трех постов налива и системы обработки информации.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с документацией на систему и ее составные части.

В состав системы входят:

- шесть постов верхнего налива;
- микропроцессорная система автоматики и управления движением автоцистерн при проведении наливных операций;

- АРМ-налива.

В состав поста налива входят:

- модуль измерительный;
- площадка обслуживания устройства верхнего налива;
- устройство верхнего налива.

В состав модуля измерительного входят:

- шкаф электропитания ШСН;
- электронасосный агрегат;
- фильтр;
- массомер;
- устройство заземления и контроля цепи заземления в процессе налива нефти;
- два поста местного управления ПВК;
- датчик гаражного положения стояка налива;
- термопреобразователь универсальный ТПУ 0304 (Регистрационный номер 50519-17), далее – термопреобразователь;
- преобразователь давления измерительный АИР-20/М2 (Регистрационный номер 63044-16), далее – преобразователь давления;
- влагомер поточный ВСН-АТ (Регистрационный номер 62863-15), далее – влагомер;
- датчик перелива.

В качестве массомеров в составе системы применяются три счетчика-расходомера массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (Регистрационный номер 47266-16) и три расходомера массовых Promass 300 (Регистрационный номер 68358-17).

Площадка обслуживания устройства верхнего налива представляет собой металлоконструкцию, которая позволяет выполнять оператору передвижения наливных устройств во время операций налива.

Трап перекидной представляет собой подвижную металлоконструкцию с уравнивающими амортизаторами. В состав трапа входят поручни безопасности.

Устройство верхнего налива состоит из следующих составных частей:

- наливной наконечник телескопический в комплекте с датчиком перелива;
- наливная арматура из труб, связанных герметичными шарнирными соединениями, дающими возможность центрирования наливной трубы по отношению к горловине автомобильной цистерны;
- перекидной трап;
- клапаны малого и большого расхода.

Микропроцессорная система автоматики и управления движением автоцистерн при проведении наливных операций (далее – МПСА) состоит из:

- контроллера БРИГ-015-К;
- терминала карточного БРИГ-015-T002;
- двух терминалов карточных БРИГ-015-T100.

Контроллеры и терминалы карточные постов налива установлены непосредственно на посту налива, по одному типу устройства на каждый пост. Контроллер обеспечивает сбор данных о состоянии технологического оборудования (положении наливных консолей, кнопок управления насосными агрегатами и т.п.) и формирования сигналов управления. Терминал карточный обеспечивает сбор данных о местонахождении автоцистерны и готовности системы к проведению наливных операций и их завершении. Обмен информацией между контроллерами, терминалами карточными и сервером осуществляется по цифровому протоколу Modbus RTU.

АРМ-налива состоит из ПЭВМ и шкафа серверного с установленным программным обеспечением. В состав программного обеспечения АРМ-налива входит и программный комплекс «Безоператорная система управления отпуском нефти» (клиентская и серверная часть). АРМ-налива установлен в операторной и предназначен для организации процесса налива и регистрации результатов измерений, а также другой информации о состоянии системы, и передачи этих данных в системы верхнего уровня.

Система при измерении массы нефти реализует прямой метод динамических измерений.

При наливе нефти в автоцистерну с помощью программного обеспечения АРМ-налива задаются номер поста налива и необходимый для налива объем нефти, которой передается в блок контроллера необходимого поста налива. При наливе нефти в автомобильную цистерну, нефть из резервуара с помощью насоса под давлением подается через фильтр, массомер, электроуправляемые клапаны малого и большого расхода поста налива в автомобильную цистерну.

При наливе нефти в автомобильную цистерну результаты измерений массы, объема, температуры, давления и объемного влагосодержания нефти по цифровому протоколу передаются в АРМ-налива.

Результаты измерения объема нефтепродукта используются для пуска, регулировки расхода и окончания операции налива автомобильной цистерны с помощью электроуправляемых клапанов малого и большого расхода.

Система позволяет регистрировать объем, массу, температуру, плотность, давление, влагосодержание нефти по каждой автомобильной цистерне при каждом наливе. Система может выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчеты и выдавать их на печать.

Результаты измерений хранятся в АРМ-налива и могут быть выведены на показывающее устройство АРМ-налива, на печать, а также быть переданы в системы верхнего уровня.

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы состоит из программного обеспечения первичных преобразователей: массометров, термопреобразователей, преобразователей давления, влагомеров, программного обеспечения контроллеров постов налива и программного обеспечения АРМ-налива.

Программное обеспечение контроллера БРИГ-015-К предназначено для считывания измерительной информации с первичных преобразователей, установленных на посту налива, формирования управляющих сигналов на начало и окончание налива нефти. Программное обеспечение контроллера не является метрологически значимым.

Программное обеспечение АРМ-налива разделено на серверную и клиентскую части.

Серверная часть ПО (ПО «Сервер БСУОН») предназначена для безоператорного отпуса нефти при помощи контроллеров БРИГ на основании полученных из внешней информационной системы данных, а также контроля доступа автоцистерн при помощи терминалов БРИГ и электронного табло. Кроме того, ПО «Сервер БСУОН» ведет учет отпущенного количества нефти с архивацией измеренных и рассчитанных параметров. Серверная часть разделена на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Клиентская часть ПО («ПО АРМ») предназначена для обеспечения человеко-машинного интерфейса и выполняет следующие функции: обмен данными с сервером, графическое отображение состояний технологического оборудования, управление заданиями на налив, управление картами водителей, управление шлагбаумом, управление пользователями, формирование отчетов, отображение сообщений (тревог).

Идентификация программного обеспечения ПО «Сервер БСУОН» проводится с помощью номера версии программного обеспечения. Для защиты от несанкционированного доступа к ПО АРМ-налива доступ к настройкам ограничен системой паролей.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Сервер БСУОН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	230E63C38CE4AD086343F5504DE5E4D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Идентификационные данные ПО первичных преобразователей приведены в их описании типа.

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	товарная нефть по ГОСТ 51858-2002
Количество постов налива	6
Диапазон изменений температуры нефти, °С	от +10 до +70
Максимальное давление нефти, МПа	0,35
Диапазон изменений плотности нефти, кг/м ³	от 810 до 880
Минимальный объем продукта при отпуске, дм ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, °С: - пост налива - операторная	от -45 до +40 от +15 до +25
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380^{+38}_{-57} ; 220^{+22}_{-33} 50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации, паспорта, формуляров типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная блока налива нефти, заводской номер 218.2020		1
Программное обеспечение АРМ оператора		2
Руководство по эксплуатации	НПА020.00.00.00 РЭ	1
Паспорт	НПА020.00.00.00 ПС	1
Формуляр на пост налива	НПА020.00.00.00 ФО	3
Методика поверки	МП 208-039-2020	1
Документация на составные части системы		1 комплект

Сведения и методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной блока налива нефти на нефтеналивном пункте Воронцовского месторождения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной блока налива нефти

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтепромавтоматика»

(ООО «Нефтепромавтоматика»)

ИНН 0277918030

Юридический адрес: 450061, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Невского, 20

Адрес: 450032, г. Уфа, ул. Кулибина, 6

Телефон: (347) 242-92-58

Факс: (3472) 42-92-72

E-mail: info@npaufa.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Казачьей ВЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Казачьей ВЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), входящее в УСПД, и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ», ПАО «МРСК Юга» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на Казачьей ВЭС.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ по протоколу TCP/IP с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, включенного в состав УСПД. УСПД сличает и синхронизирует свои часы от УССВ. Сервер БД при каждом опросе сличает и синхронизирует свои часы с часами УСПД при расхождении более 2 с. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит при расхождении с часами УСПД более 2 с. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ ПК «Энергосфера». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование метрологически значимого программного модуля ПО	pso_metr.dll

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/сервер
1	2	3	4	5	6
1	Казачья ВЭС, ПКУ-35 кВ, яч.1	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	«ЭКОМ-3000» Т-С100-М5-В16-Г-ТЕ рег. № 17049-19 / HPE DL380 Gen10
2	Казачья ВЭС, ПКУ-35 кВ, яч.2	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	Казачья ВЭС, ПКУ-35 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
4	Казачья ВЭС, ПКУ-35 кВ, яч.4	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	РУНН-0,4 кВ модуля управления ВЭС, КЛ-0,4 кВ ПС Поповка - Казачья ВЭС	KS КТ 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71711-18	-	Альфа А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
6	Казачья ВЭС, ВЭУ-1, АВ-1 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-1	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	Казачья ВЭС, ВЭУ-2, АВ-2 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-2	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	Казачья ВЭС, ВЭУ-3, АВ-3 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-3	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Казацья ВЭС, ВЭУ-4, АВ-4 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-4	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	«ЭКОМ- 3000» Т-С100- М5-В16- G-TE рег. № 17049-19 / HPE DL380 Gen10
10	Казацья ВЭС, ВЭУ-5, АВ-5 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-5	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
11	Казацья ВЭС, ВЭУ-6, АВ-6 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-6	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
12	Казацья ВЭС, ВЭУ-7, АВ-7 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-7	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
13	Казацья ВЭС, ВЭУ-8, АВ-8 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-8	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
14	Казацья ВЭС, ВЭУ-9, АВ-9 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-9	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
15	Казацья ВЭС, ВЭУ-10, АВ-10 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-10	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
16	Казацья ВЭС, ВЭУ-11, АВ-11 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-11	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
17	Казацья ВЭС, ВЭУ-12, АВ-12 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-12	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
18	Казацья ВЭС, ВЭУ-13, АВ-13 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-13	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
19	Казацья ВЭС, ВЭУ-14, АВ-14 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-14	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
20	Казацья ВЭС, ВЭУ-15, АВ-15 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-15	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Казачья ВЭС, ВЭУ-16, АВ-16 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-16	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	«ЭКОМ-3000» Т-С100- М5-В16- G-TE рег. № 17049-19 / HPE DL380 Gen10
22	Казачья ВЭС, ВЭУ-17, АВ-17 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-17	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
23	Казачья ВЭС, ВЭУ-18, АВ-18 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-18	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
24	Казачья ВЭС, ВЭУ-19, АВ-19 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-19	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
25	Казачья ВЭС, ВЭУ-20, АВ-20 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-20	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
26	Казачья ВЭС, ВЭУ-21, АВ-21 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-21	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
27	Казачья ВЭС, ВЭУ-22, АВ-22 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-22	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
28	Казачья ВЭС, ВЭУ-23, АВ-23 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-23	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	
29	Казачья ВЭС, ВЭУ-24, АВ-24 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-24	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-20	

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице, при условии, что предприятие-Владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается изменение наименований ИК.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-Владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{\text{сумм}}$, %
1 – 4, 6 – 29 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 1,8	1,6 2,5
5 (ТТ 0,5S; ТН – ; счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	0,8 2,6	3,2 5,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5,0$	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности. 2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8$ инд ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02(0,05)\cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от плюс 10 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от плюс 21 до плюс 25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от минус 25 до плюс 50 от минус 40 до плюс 65 от минус 30 до плюс 50 от плюс 10 до плюс 30 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД «ЭКОМ-3000» - среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 350000 0,5 70000 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование УСПД, включающего УССВ; резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера, информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии также по электронной почте и сотовой связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Измерительные трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	12
	LGU55x170	72
	KS	3
Измерительные трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-35	4
	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66	72
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	28
	Альфа А1800 А1805RL-P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД), включающее УССВ	«ЭКОМ-3000» Т-С100-М5-В16-Г-ТЕ	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	2
Сервер БД	HPE DL380 Gen10	2
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	КЭР.411711.812.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Казачьей ВЭС», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

Телефон: +7 (343) 356-51-11

Факс: +7 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Web-сайт: <http://www.prosoftsystems.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения»

Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев переулок, д.15, корп. 1, пом. I, комн. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Регистрационный номер ООО «Комплексные энергетические решения» в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации RA.RU.312835 от 29.11.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» ноября 2021 г. № 2645

Регистрационный № 81857-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная (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, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 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 «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой 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.

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 знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре 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.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_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 110 кВ Южная - Московское №2 с отпайками (ВЛ-110-2)	ТФНД кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 64839-16	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 - Южная №3 с отпайками (ВЛ-110-3)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 - Южная №4 (ВЛ-110-4)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 110 кВ Южная - ДСК №9 с отпайками (ВЛ-110-9)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Южная - ДСК №10 с отпайками (ВЛ-110-10)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Южная - ГПП-2 №15 (ВЛ-110-15)	ТФНД кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 64839-16	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Южная - ГПП-4 №16 с отпайкой на ПС ГПП-1 (ВЛ-110-16)	J110-3S кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/5 рег. № 59491-14	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ Южная - ГПП-3 (ВЛ-110-19)	ТФНД кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 64839-16	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ Южная - ВШЗ №34 с отпайкой на ПС ГОО (ВЛ-110-34)	ТФНД кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 64839-16	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 110 кВ Южная - Жилпоселковая №38 с отпайками (ВЛ-110-38)	ТФНД кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 64839-16	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная №39 с отпайками (ВЛ-110-39)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная №40 с отпайками (ВЛ-110-40)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ВЛ-35-26	ТГМ кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	КЛ-6-1	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 54717-13	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
16	КЛ-6-2	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	КЛ-6-3	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	КЛ-6-4	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	КЛ-6-5	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
20	КЛ-6-7	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	КЛ-6-8	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	КЛ-6-11	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	КЛ-6-12	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	КЛ-6-13	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 38202-08	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	КЛ-6-14	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	КЛ-6-15	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
27	КЛ-6-16	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	КЛ-6-18	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
29	КЛ-6-21	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
30	КЛ-6-22	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
31	КЛ-6-23	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
32	КЛ-6-24	ТВК-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 8913-82	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
33	КЛ-6-25	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
34	КЛ-6-26	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/5 рег. № 54717-13	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
35	КЛ-6-27	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
36	КЛ-6-28	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 38202-08	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	КЛ-6-29	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
38	КЛ-6-30	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
39	КВЛ 110 кВ Южная - Парковая 1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
40	КВЛ 110 кВ Южная - Парковая 2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) зрег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 6 – 10 (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
2 – 5, 11 – 13, 39, 40 (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
14, 24, 36 (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
15, 34 (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
16 – 23, 25 – 33, 35, 37, 38 (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
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, 6 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
2 – 5, 11 – 13, 39, 40 (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
14, 24, 36 (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
15, 34 (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
16 – 23, 25 – 33, 35, 37, 38 (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
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, 6 – 10 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2 – 5, 11 – 13, 39, 40 (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
14, 24, 36 (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
15, 34 (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
16 – 23, 25 – 33, 35, 37, 38 (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
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, 6 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
2 – 5, 11 – 13, 39, 40 (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
14, 24, 36 (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
15, 34 (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
16 – 23, 25 – 33, 35, 37, 38 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 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 $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 120000 72 55000 55000
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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТФНД	15 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	27 шт.
Трансформатор тока	J110-3S	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	12 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	12 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	38 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.051.202.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 220 кВ Южная», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная

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

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Модернизация средства измерений Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная проведена:

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

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц