

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Тюменской области	Обозначение отсутствует	Е	85078-22	184	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0030.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	03.12.2021
2.	Аппаратура контроля за	Обозначение	Е	85079-22	42145303500001	Федеральное государственное	Федеральное государственное	ОС	МП 201-073-2021	3 года	Федеральное государственное	ФГБУ "ВНИИМС", г.	24.12.2021

	работой гидроамортизаторов КУ-НИ.421453.095	отсутствует				ное унитарное предприятие Экспериментальный завод научного приборостроения со Специальным конструкторским бюро Российской академии наук (ФГУП ЭЗАН), Московская обл., г. Черноголовка	ное унитарное предприятие Экспериментальный завод научного приборостроения со Специальным конструкторским бюро Российской академии наук (ФГУП ЭЗАН), Московская обл., г. Черноголовка				ное унитарное предприятие Экспериментальный завод научного приборостроения со Специальным конструкторским бюро Российской академии наук (ФГУП ЭЗАН), Московская обл., г. Черноголовка	Москва	
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭСК "Потенциал" в части АО "Новосибирская птицефабрика"	Обозначение отсутствует	Е	85080-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потенциал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потенциал"), г. Новосибирск	ОС	МП-402-РА.RU.310556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потенциал"), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	03.02.2022
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	85081-22	488.01	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Газпромнефть-ОНПЗ" (АО "Газпромнефть-ОНПЗ"), г. Омск	ОС	МП СМО-1701-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	25.01.2022

	та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО "Газпром- нефть- ОМПЗ"												
5.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "МСК Энер- го" (1-я оче- редь)	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85082-22	001	Общество с ограниченной ответственно- стью "МСК Энерго" (ООО "МСК Энер- го"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "МСК Энерго" (ООО "МСК Энер- го"), г. Москва	ОС	РТ-МП-64- 500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Зенит" (ООО "Зенит"), г. Краснодар	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	27.01.2022
6.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тула	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85083-22	322	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-58- 500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	31.01.2022
7.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85084-22	321	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР-	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой	ОС	РТ-МП-59- 500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР-	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	04.02.2022

	ная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Химическая					ГООАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				ГООАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Квант" 7-й очереди	Обозначение отсутствует	Е	85085-22	007	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ОС	РТ-МП-65-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	08.02.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Новгородская	Обозначение отсутствует	Е	85086-22	330	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1360-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГООАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	15.12.2021
10.	Анализаторы цепей векторные	ZNLE	С	85087-22	мод. ZNLE6: зав. № 101020; мод. ZNLE18: зав. № 101232	Фирма "Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.", Чехия	Фирма "Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	ОС	РТ-МП-15-441-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РОДЕ И ШВАРЦ РУС"	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.02.2022

											(ООО "РОДЕ И ШВАРЦ РУС"), г. Москва		
11.	Мультиметры цифровые	HMC	C	85088-22	мод. HMC8012: зав. № 105885; мод. HMC8012-G: зав. № 105230	Фирма "Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.", Чехия	Фирма "Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	ОС	РТ-МП-22-441-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РОДЕ И ШВАРЦ РУС" (ООО "РОДЕ И ШВАРЦ РУС"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.02.2022
12.	Трансформаторы тока	ТГФ 220	E	85089-22	мод. ТГФ 220 У1: зав. №№ 2, 3, 4; мод. ТГФ 220-П* УХЛ1: зав. № 83; мод. ТГФ 220-П* У1: зав. №№ 127, 128, 129	Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования "Электроаппарат" (ОАО ВО "Электроаппарат"), г. Санкт-Петербург	Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования "Электроаппарат" (ОАО ВО "Электроаппарат"), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.02.2022
13.	Трансформаторы тока	IMB 362	E	85090-22	8679227, 8679228, 8679229	Фирма "ABB Power Technologies AB", Швеция	Фирма "ABB Power Technologies AB", Швеция	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.01.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	E	85091-22	АУВП.411711.ФСК .047.07.01	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой	ОС	РТ-МП-98-500-2022	4 года	Акционерное общество "Агентство по прогнозированию балансов в электроэнерге-	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	09.02.2022

	ная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Латная					энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				тике" (АО "АПБЭ"), г. Москва		
15.	Устройства контроля сопротивления изоляции	УК-СИ1629	С	85092-22	2107300, 2107301	Акционерное общество "Приборостроительный завод "ВИБРАТОР" (АО "ВИБРАТОР"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Приборостроительный завод "ВИБРАТОР" (АО "ВИБРАТОР"), г. Санкт-Петербург	ОС	ВРМЦ.411 212.002 МП	3 года	Акционерное общество "Приборостроительный завод "ВИБРАТОР" (АО "ВИБРАТОР"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	08.11.2021
16.	Анализаторы газа	GasLab Q2	С	85093-22	7ELS96 25300524, 7ELS96 25300525	Фирма "Elster" GmbH, Германия	Фирма "Elster" GmbH, Германия	ОС	МП-364/10-2021	1 год	Фирма "Elster" GmbH, Германия	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	08.12.2021
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Шахта "Юбилейная"	Обозначение отсутствует	Е	85109-22	27	Акционерное общество "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	Общество с ограниченной ответственностью "Шахта "Юбилейная" (ООО "Шахта "Юбилейная"), Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП 14-071-2022	4 года	Акционерное общество "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", г. Кемерово	22.02.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85078-22

Лист № 1
Всего листов 31

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тюменской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тюменской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) (основной и/или резервный);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы серверов, УСПД и счетчиков.

УССВ типа ССВ-1Г, Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных), сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Безруково, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
2	ПС 110 кВ Безруково, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Беркут- тяга, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
4	ПС 110 кВ Беркут- тяга, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
5	ПС 110 кВ Беркут- тяга, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Богандинка, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
7	ПС 110 кВ Богандинка, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Богандинка, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1500/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Бригадная (Вагай), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
10	ПС 110 кВ Бригадная (Вагай), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
11	ПС 110 кВ Бригадная (Вагай), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Войновка, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
13	ПС 110 кВ Войновка, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
14	ПС 110 кВ Войновка, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Гужевое, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
16	ПС 110 кВ Гужевое, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
17	ПС 110 кВ Гужевое, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Декабристов (Ялуторовск), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
19	ПС 110 кВ Декабристов (Ялуторовск), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
20	ПС 110 кВ Декабристов (Ялуторовск), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Дорожная (2339 км), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
С							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
22	ПС 110 кВ Дорожная (2339 км), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
23	ПС 110 кВ Коркино (Ишим), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Коркино (Ишим), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
25	ПС 110 кВ Коркино (Ишим), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
26	ПС 110 кВ Кошевая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Кошевая, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
28	ПС 110 кВ Криволукский, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
29	ПС 110 кВ Криволукский, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Криволукский, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1500/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
31	ПС 110 кВ Майка (Маслянская), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
32	ПС 110 кВ Майка (Маслянская), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Малый Остров, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
34	ПС 110 кВ Малый Остров, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
35	ПС 110 кВ Малый Остров, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Никольская (Карасульская), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-07	ЕА05RL-P1B-3					
37	ПС 110 кВ Никольская (Карасульская), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-07	ЕА05RL-P1B-3					
38	ПС 110 кВ Новоандреевская, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Новоандреевская, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
40	ПС 110 кВ Октябрь (2462 км), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
41	ПС 110 кВ Октябрь (2462 км), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Октябрь (2462 км), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
43	ПС 110 кВ Ольховка (Новая Займка), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ТВ- 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
44	ПС 110 кВ Ольховка (Новая Займка), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Опеновка, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
46	ПС 110 кВ Опеновка, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
47	ПС 110 кВ Петухово (Голышманово), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Петухово (Голышманово), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
49	ПС 110 кВ Петухово (Голышманово), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
50	ПС 110 кВ Приозерная (оз. Андреевское), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Приозерная (оз. Андреевское), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
52	ПС 110 кВ Приозерная (оз. Андреевское), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
53	ПС 110 кВ Роцино, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Рошино, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
55	ПС 110 кВ Рошино, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1500/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
56	ПС 110 кВ Садовая (2291 км), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Садовая (2291 км), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
58	ПС 110 кВ Садовая (2291 км), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
59	ПС 110 кВ Скакуново, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Скакуново, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
61	ПС 110 кВ Скакуново, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
62	ПС 110 кВ Степная (Ламенская), РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Степная (Ламенская), РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф.ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
64	ПС 110 кВ Степная (Ламенская), РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф.ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
65	ПС 110 кВ Уково, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф.ТВ-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Уково, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. ТВ-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
67	ПС 110 кВ Уково, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф. ТВ-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.							

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-35, 38-67	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
36, 37	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C .

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - 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 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от -40 до +35 от -40 до +70 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 40000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	42 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	76 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	14 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	50 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	65 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.184.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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тюменской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тюменской области

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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

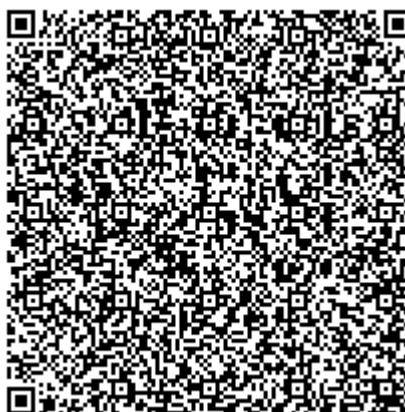
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85079-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура контроля за работой гидроамортизаторов КУНИ.421453.095

Назначение средства измерений

Аппаратура контроля за работой гидроамортизаторов КУНИ.421453.095 (далее - АКГА) предназначена для измерений значений линейных перемещений поршней гидроамортизаторов и вязкоупругих демпферов, температуры в зонах смешения теплоносителей, для измерительных аналого-цифровых преобразований сигналов силы постоянного электрического тока.

Описание средства измерений

Принцип действия АКГА основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин в цифровой код.

Измерительные каналы (ИК) АКГА состоят из:

- первичных измерительных преобразователей (ПИП), осуществляющих преобразование измеряемых величин в электрические сигналы;
- вторичной части ИК (ВИК), включающей в себя измерительные и вычислительные компоненты, средства обработки, хранения и отображения измерительной информации.

ПИП и ВИК соединяются проводными линиями связи.

В состав ИК АКГА входят следующие ПИП:

- термопреобразователи сопротивления (ТС) СП-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФИФ ОЕИ (рег. №) 20261-00) в составе сборок СБ210 ТС с головками клеммными;
- преобразователи измерительные линейных перемещений индуктивные (ПЛП) серии SM100, SM200, RM100 или RM200.

В состав ВИК АКГА входят следующие измерительные и вычислительные компоненты, средства обработки, хранения и отображения измерительной информации:

- модули аналогового ввода ТК-AIN2-2-100mm, ТК-AIN2-2-200mm, ТК-AIN-4-20mA;
- модули аналогового ввода SN-AI-4-Pt500;
- панельные компьютеры (ПК);
- дополнительные устройства: модули микропроцессорные, модули дискретного ввода и дискретного вывода, система бесперебойного питания 24 В, модули источника питания, распределители питания, шлюзы, коммутаторы Ethernet, клеммные колодки.

Компоненты ВИК АКГА размещены в двух напольных промышленных шкафах (шкаф № 1 и шкаф № 2).

АКГА реализует следующие функции:

- измерение значений линейных перемещений и температуры;
- аналого-цифровое преобразование сигналов силы постоянного электрического тока;
- отображение измерительной информации на графическом дисплее ПК, представление информации о работе оборудования;
- обмен информацией с системой автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР).

Максимальное количество ИК АКГА с учетом возможности использования резервных каналов - 144. Полный перечень ИК АКГА приведен в руководстве по эксплуатации.



Рисунок 1 - Общий вид шкафа № 1 спереди



Рисунок 2 - Общий вид шкафа № 1 сзади



Рисунок 3 - Общий вид шкафа № 2 спереди



Рисунок 4 - Общий вид шкафа № 2 сзади

Пломбирование АКГА не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на АКГА не предусмотрено.

Заводской номер АКГА, состоящий из цифр, указывается в формуляре на АКГА типографским способом.

Программное обеспечение

Метрологически значимым для АКГА является программное обеспечение (ПО) верхнего уровня, устанавливаемое на панельный компьютер, и встроенное ПО микроконтроллеров (ВПО), установленных в модулях аналогового ввода.

Программирование микроконтроллеров осуществляется на заводе-изготовителе специальным программатором на этапе наладки АКГА, техническая возможность модификации ВПО в дальнейшем отсутствует. Таким образом, конструкция АКГА исключает возможность несанкционированного влияния на ВПО и измерительную информацию.

ПО верхнего уровня реализовано на базе SCADA системы «Sonata» и служит для вывода измерительной информации на графические дисплеи ПК.

Для защиты промышленных шкафов АКГА предусмотрено закрытие дверей на ключ, контроль состояния дверей с сигнализацией о несанкционированном доступе внутрь. В ПО верхнего уровня реализован контроль версий и контрольных сумм ПО модулей, а также сигнализация и отключение модуля при несовпадении значений, исключающие возможность несанкционированной замены. Для доступа к ПО верхнего уровня организована аутентификация пользователей и разграничение прав доступа.

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

Метрологические характеристики АКГА оцениваются с учетом влияния ПО всех компонентов, входящих в состав АКГА.

Идентификационные данные ПО верхнего уровня приведены в таблице 1.

На графических дисплеях ПК идентификационные данные ПО верхнего уровня выводятся в виде закодированного обозначения, представляющего собой строку с наименованием, номером версии и номером редакции ПО, разделенными символами дефиса и точки (общий вид обозначения КУНИ.505200.114-01.01). Номер версии ПО характеризует поколение ПО и относится к метрологически значимой части, которая остается неизменной на протяжении всего срока эксплуатации АКГА. Редакция ПО характеризует обновление ПО при незначительном изменении его функциональности и программной документации на него и относится к метрологически незначимой части, которая может быть изменена в связи с производственной необходимостью.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО верхнего уровня

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КУНИ.505200.114
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01
Номер редакции ПО (не ниже)	01
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики АКГА

Наименование характеристики	Значение
ИК линейных перемещений	
Диапазоны измерений, мм	от 0 до 100 от 0 до 200
Состав ИК - для диапазона от 0 до 100 мм - для диапазона от 0 до 200 мм	SM100/RM100 => ТК-AIN2-2-100mm => 16 бит => видеокадр на дисплее ПК SM200/RM200 => ТК-AIN2-2-200mm => 16 бит => видеокадр на дисплее ПК
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в условиях эксплуатации, мм	±4,0
ИК температуры	
Диапазон измерений, °С	от 0 до +400
Тип ПИП	ТС СП-02 (НСХ 100П, КД А)
Выходной сигнал ПИП (входной сигнал ВИК), Ом	от 100,00 до 249,41
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ПИП в условиях эксплуатации, °С	±(0,15 + 0,002· t)
Состав ВИК	=> SN-AI-4-Pt500 => 16 бит => видеокадр на дисплее ПК
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ВИК в условиях эксплуатации, °С	±0,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в условиях эксплуатации, °С	±4,0
Каналы преобразования сигналов силы постоянного электрического тока	
Диапазон преобразований, мА	от 4 до 20
Состав канала	=> ТК-AIN-4-20mA => 16 бит => видеокадр на дисплее ПК
Пределы допускаемой приведенной погрешности канала в условиях эксплуатации, % от диапазона преобразования	±0,2
Примечание – t - измеренное значение температуры, °С; КД - класс допуска; НСХ - номинальная статистическая характеристика ТС по ГОСТ 6651-2009	

Таблица 3 - Основные технические характеристики АКГА

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания промышленных шкафов с компонентами ВИК: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 47 до 51
Условия эксплуатации промышленных шкафов с компонентами ВИК: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 до 80 от 84 до 106,7
Условия эксплуатации ПЛП: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %	от -40 до +150 до 100
Примечание - условия эксплуатации ТС приведены в описании типа на ТС	

Знак утверждения типа

наносится печатным способом на титульный лист документа КУНИ.421453.095 ФО «Аппаратура контроля за работой гидроамортизаторов. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АКГА

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура контроля за работой гидроамортизаторов	КУНИ.421453.095	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КУНИ.421453.095 РЭ	1 экз.
Формуляр	КУНИ.421453.095 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 документа КУНИ.421453.095 РЭ «Аппаратура контроля за работой гидроамортизаторов. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре контроля за работой гидроамортизаторов КУНИ.421453.095

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

ГОСТ Р 8.565-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. (ГСИ) Метрологическое обеспечение атомных станций. Основные положения

Изготовитель

Федеральное государственное унитарное предприятие Экспериментальный завод научного приборостроения со Специальным конструкторским бюро Российской академии наук (ФГУП ЭЗАН)

ИНН: 5031007340

Адрес: 142432, Российская Федерация, Московская обл., городской округ Черноголовка, город Черноголовка, проспект академика Семенова, д. 9

Телефон: +7 (495) 993-49-69

Факс: +7 (49652) 4-95-88

Web-сайт: www.ezan.ac.ru

E-mail: info@ezan.ac.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

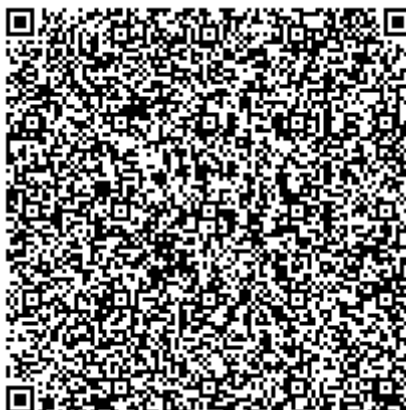
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

E-mail: office@vniims.ru

Регистрационный номер № 30004-13 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85080-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ССД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ, а также с другими АИИС КУЭ утвержденного типа осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80040, 51070 и др., заверенных, при необходимости, электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством сети сотовой связи GSM для передачи данных от ИИК до уровня ИБК;
- посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИБК во внешние системы;
- посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	РП-27 10 кВ АО Новосибирская птицефабрика, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 23, ВЛ-10 кВ № 110а	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег.№ 1261-59	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10; ССД ПК «Энергосфера»
2	ПС 110 кВ Мирная, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 9, ВЛ-10 кВ Л-450	ТОЛ 10-I Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег.№ 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
3	ПС 110 кВ Мирная, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 5, ВЛ-10 кВ Л-451	ТОЛ 10-I Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег.№ 15128-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
4	ПС 110 кВ Птичья, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-262	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег.№ 7069-79	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
5	ПС 110 кВ Птичья, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-264	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег.№ 7069-79	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
6	РП-5 10 кВ Евсино, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-209	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег.№ 7069-79	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	Меркурий 230 ART-00 PRIDN Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 23345-04	
7	ТП-10 кВ № 1197а, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ	Не используется	Не используется	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл.т. 1/2 Рег. № 23345-07	

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
8	ТП-10 кВ № 1197а, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег.№ 64182-16	Не используется	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07	

Примечания:

1. 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
8	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
7	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
8	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
7	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на ИВК.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра НЭС.ОСУДОР.072021.1.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТШП	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Счетчики	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	1

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчики	Меркурий 230 ART-00 PRIDN	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счетчики	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	2
ИБК	Энергосфера	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика». Формуляр	НЭС.ОСУДОР.072021.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части АО «Новосибирская птицефабрика»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Потенциал» (ООО «ЭСК «Потенциал»)

ИНН 5406801882

Адрес: 630005, г. Новосибирск, ул. Некрасова, д. 54, кабинет 902

Телефон 8-800-201-62-94

E-mail: info@эскп.рф

Испытательный центр

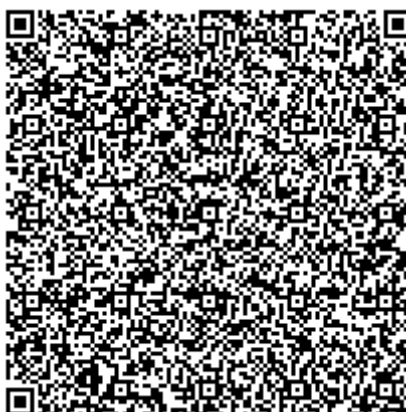
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85081-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОНПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОНПЗ» (далее - 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АО «Газпромнефть- ОНПЗ», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ), АРМ АО "Газпром энергосбыт", устройства синхронизации системного времени (далее - УССВ), устройства сбора и обработки данных (далее – УСПД) СИКОН С50 (Рег. № 65197-16), используемые исключительно для проведения коррекции часов счетчиков электроэнергии, программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 поступает на верхний уровень системы на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИБК осуществляет автоматизированный или автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИБК. АИИС КУЭ оснащена УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

УССВ УССВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД, коррекция производится при расхождении часов сервера БД и УССВ более чем на ± 1 с.

Коррекция часов счетчиков для измерительных каналов № 1-48 производится от УСПД, коррекция производится при расхождении часов УСПД и счетчика более чем на ± 1 с. Коррекция часов УСПД производится от УССВ УССВ-2 при наличии расхождения часов УСПД и УССВ.

Коррекция часов счетчиков для измерительных каналов № 49-54 производится от сервера БД, коррекция производится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 1 с.

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

Журналы событий УСПД и сервера БД 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 на средство измерений не предусмотрено.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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 объекта	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	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.21, ВЛ-35кВ 12Ц	ТФМ-35-II Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 17552-06	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
2	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.20, КЛ-35кВ 2Ц	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-16	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
3	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.19, КЛ-35кВ 11Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47959-11	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
4	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.17, ВЛ-35кВ 1Ц	ТФМ-35-II Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 17552-06	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ИСШ, яч.16, КЛ-35кВ 3Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-11	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
6	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.15, КЛ-35кВ 4Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-11	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
7	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ИСШ, яч.9, КЛ-35кВ 5Ц	ТФМ-35-II Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 17552-06	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
8	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.5, ВЛ-35кВ 10Ц	ТФМ-35-II Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 17552-06	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
9	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.2, КЛ-35кВ 6Ц	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-16	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
10	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.1, ВЛ-35кВ 8Ц	ТФМ-35-II Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 17552-06	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
11	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.4, КЛ-6кВ 4Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.6, КЛ-6кВ 6Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
13	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.8, КЛ-6кВ 8Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
14	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2, яч.18, КЛ-6кВ 18Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
15	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2, яч.19, КЛ-6кВ 19Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
16	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.33, КЛ-6кВ 33Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
17	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.34, КЛ-6кВ 34ША	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
18	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.37, КЛ-6кВ 37Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.38, КЛ-6кВ 38ШБ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
20	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5, яч.61, КЛ-6кВ 61Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
21	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5, яч.65, КЛ-6кВ 65Ш	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
22	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.1, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (43Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
23	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.2, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (42Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
24	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.4, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (41Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.8, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (45Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
26	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.10, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (46Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
27	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.11, ВЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (48Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
28	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.13, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (52Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.15, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (50Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
30	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.17, ВЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (47Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
31	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.54, КЛ-6кВ 454Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,6$
32	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5Ш, яч.55, КЛ-6кВ 455Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,6$
33	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5Ш, яч.57, КЛ-6кВ 457Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,6$
34	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.62, КЛ-6кВ 462Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.64, КЛ-6кВ 464Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
36	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.70, КЛ-6кВ 470Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
37	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.79, КЛ-6кВ 479Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
38	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.80, КЛ-6кВ 480Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
39	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.81, КЛ-6кВ 481Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
40	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.82, КЛ-6кВ 482Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
41	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.83, КЛ-6кВ 483Ш	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.92, КЛ-6кВ 492Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
43	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3Ш, яч.33, КЛ-6кВ 433Ш	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
44	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 4Ш, яч.32, КЛ-6кВ 432Ш	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
45	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 4Ш, яч.26, КЛ-6кВ 426Ш	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С50 Рег. № 65197-16, УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
46	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2Ш, яч.16, КЛ-6кВ 416Ш	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
47	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1Ш, яч.15, КЛ-6кВ 415Ш	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
48	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2Ш, яч.8, КЛ-6кВ 408Ш	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D01	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 КТТ 800/1 Рег. № 39472-08	STE 1/245 Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 37111-08	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССБ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
50	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D02	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 КТТ 800/1 Рег. № 39472-08	STE 1/245 Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 37111-08	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
51	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D03	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 КТТ 800/1 Рег. № 39472-08	STE 1/245 Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 37111-08	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССБ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
52	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D04	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 КТТ 800/1 Рег. № 39472-08	STE 1/245 Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 37111-08	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
53	ПС 220/6 кВ «Ароматика», ЗРУ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Лузино - Ароматика (ВЛ Д-7)	ELK-CN14 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 58214-14	SU 252/В Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 63512-16	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
54	ПС 220/6 кВ «Ароматика», ЗРУ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Ароматика - Омская ТЭЦ-4 (ВЛ Д-17)	ELK-CN14 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 58214-14	SU 252/В Кл. т. 0,2 КТН 220000√3/100√3 Рег. № 63512-16	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии: для ИК №№ 1 - 48 от минус 40 до плюс 60 °С; для ИК №№ 49 - 54 от минус 40 до плюс 65 °С 4 Кл. т. – класс точности, $K_{\text{тг}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УССВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	54
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - 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 $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -10 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4, А1802RALXQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 120000 2 35000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4, А1802RALXQ-P4GB-DW-4 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 300 30 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «Газпромнефть-ОМПЗ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему 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	АМТ 245/1	12
Трансформатор тока	ELK-CN14	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	22
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III	9
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-35	27
Трансформатор тока	ТПОЛ - 10	18
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	8
Трансформатор тока	ТФМ-35-II	10
Трансформатор напряжения	НИОЛ-СТ-35	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	8
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	STE 1/245	12
Трансформатор напряжения	SU 252/B	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
УСПД	СИКОН С50	2
УССВ	УСВ-2	2
УССВ	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.488.01 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) АО «Газпромнефть-ОМПЗ», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 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.

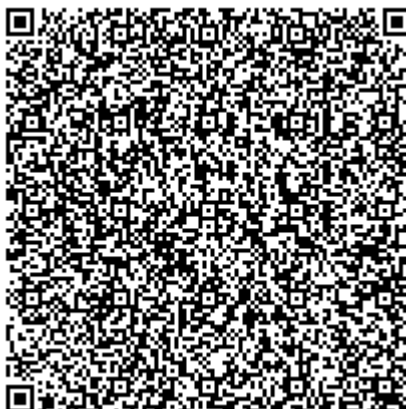
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти,
д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти,
д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85082-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» (1-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» (1-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности).

Описание средства измерений

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

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

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

На уровне ИИК АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин);
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;

- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Первичные токи преобразуются измерительными ТТ и ТН в допустимые для безопасных измерений значения и по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТН, подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерения мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам, по шести каналам и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналообразующей аппаратуры по протоколу ТСР/IP инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

В качестве сервера БД выступает сервер типа HPE ProLiant ML10Gen9.

Каналы связи являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ (сервер БД, счетчики). В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным устройством синхронизации времени (УССВ) типа УССВ-2 (регистрационный номер 54074-13).

Синхронизация времени сервера БД производится от УССВ автоматически не реже 1 раза в 60 минут, корректировка часов сервера производится при рассогласовании более чем на 1 секунду.

Сличение шкалы времени между сервером БД ИВК и счетчиками происходит при каждом сеансе связи. Коррекция времени счетчика осуществляется при рассогласовании более чем на 1 секунду.

В АИИС КУЭ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений в составе данных измерительных каналов присвоен заводской номер №001. Заводской номер указан на титульном листе паспорта-формуляра 95178019.411711.001.ПФ

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД, АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью пароля на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ПО «АльфаЦЕНТР»

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а также предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В АИИС КУЭ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии (события ИИК).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных компонентов первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование	Состав ИИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	КТП-1011 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т1 п-2	ТТН кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
2	КТП-1011 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т2 п-6	ТТН кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
3	КТП-1443 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т1	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
4	КТП-1443 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т2	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
5	КТП-10514 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т2	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
6	КТП-10514 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ Ввод Т1	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	КТП 1008 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод Т1	ТТЕ кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
8	КТП 1008 10.кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод Т2	ТТЕ кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
9	КТП 1043 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод Т1	ТТН кл.т 0,5 Ктт = 2500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
10	КТП 1043 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод Т2	ТТН кл.т 0,5 Ктт = 2500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
11	КТП 686 6 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод Т1	ТТЕ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
12	КТП 686 6 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод Т2	ТТЕ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
13	ТП 24 10 кВ, РУ 0.4 кВ, ф.23	ТТЕ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
14	ТП 24, 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф.19	ТТЕ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
15	КТП 55, 10 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод 1	ТТЕ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
16	ТП, 6 кВ ИП Роздухов, РУ 6 кВ, 2. с.ш. яч. 5. Ввод 2	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
17	ТП, 6 кВ ИП Роздухов, РУ 6 кВ, 1. с.ш. яч. 1. Ввод 1	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
18	ТП, 66 10кВ, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 75755-19

П р и м е ч а н и е: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +50 от +10 до +30
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 100000 1 74500 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТТН	12 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12 шт.
Трансформатор тока измерительные	ТТЕ	21 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	16 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Сервер БД	HPE ProLiant ML10Gen9	1 шт.
Паспорт – формуляр	95178019.411711. 001.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» (1-я очередь)», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» (1-я очередь)

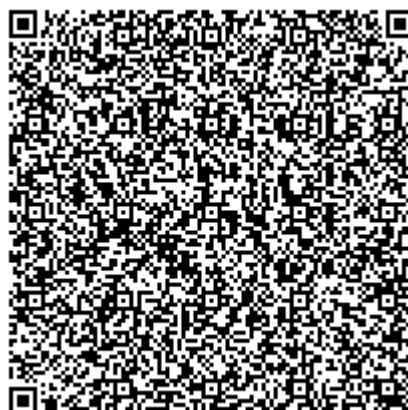
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МСК Энерго» (ООО «МСК Энерго»)
ИНН 7725567512
Адрес: 119607, г. Москва, ул. Раменки, д.17, корп. 1
Телефон: +7 (495) 197-77-14
Web-сайт: www.msk-energo.ru
E-mail: info@msk-energo.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
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85083-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тула (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), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение 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 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 на 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. Средству измерений присвоен заводской номер 322. Заводской номер указывается 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)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Тула - Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TK16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула с отпайкой на ПС Яснополянская	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
5	ОМВ 220 кВ	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
6	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой на ПС Пролетарская (КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отп.)	ТВ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 29255-13	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой на ПС Центральная (КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отп.)	ТВ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 29255-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TK16L рег. № 36643-07
8	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп №1 (ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп №1)	ТВ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 29255-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп №2 (ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп №2)	ТВ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 29255-13	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	
10	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Тула - Мясново 1 с отп.)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 110 кВ Тула - Мясново 2 с отп.)	ВСТ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-98	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	
12	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз I	ТВ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 29255-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз II с отп.	ТВГ-110-0,2S кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 68555-17	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	
14	ВЛ 110 кВ Тула - Яснополянская с отпайками (ВЛ 110 кВ Тула - Яснополянская с отп.)	ТВ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81643-21	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	
15	ВЛ 110 кВ Тула-Рудаково	ТВ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81643-21	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 110 кВ Тула - Инмарко 1	ТВГ-110-0,2S кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 69719-17	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег. № 36643-07
17	ВЛ 110 кВ Тула - Инмарко 2	ТВГ-110-0,2S кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 69719-17	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	
18	ОМВ 110 кВ	ТДУ-110 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 68630-17	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
19	КЛ 0,4 кВ Жилой дом	ТТИ кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 28139-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	ТСН-3	ТШП кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
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 – 10, 12, 13, 16, 17 (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
11, 14, 15, 18 (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
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 – 10, 12, 13, 16, 17 (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
11, 14, 15, 18 (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
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,4	1,4	1,0	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 – 10, 12, 13, 16, 17 (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
11, 14, 15, 18 (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
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	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 – 10, 12, 13, 16, 17 (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
11, 14, 15, 18 (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
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,4	2,5	1,7	1,6
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), 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 активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 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 -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - 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	120000 72 90000 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	ТГФМ-220	15 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110	15 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-110-0,2S	9 шт.
Трансформатор тока	ТВ	6 шт.
Трансформатор тока	ТДУ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	19 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц25.322.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 Тула», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311298.

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

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

Испытательный центр

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

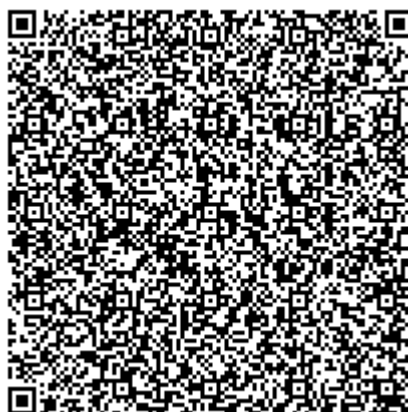
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85084-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Химическая (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), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение 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 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 на 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. Средству измерений присвоен заводской номер 321. Заводской номер указывается 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)	DataSet.exe, DataSet_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	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	СРА 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52260-12	СРА 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ОМВ 110 кВ	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 77291-20	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ф. КЛ 0,4 кВ База РЭС	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47959-11	-	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 (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
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
3 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 (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
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
3 (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
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (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
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
3 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (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
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
3 (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
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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 - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: 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	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 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
Трансформатор тока	ТГФМ-220	9 шт.
Трансформатор тока	ТВ	3 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОП	3 шт.
Трансформатор напряжения измерительный	СРА 245	6 шт.
Трансформатор напряжения измерительный	СРВ 123	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц26.321.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 Химическая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311298.

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

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

Испытательный центр

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

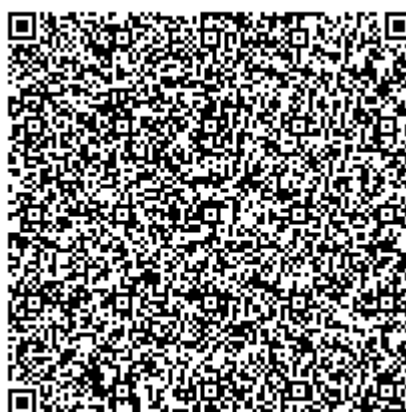
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85085-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 7-й очереди

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 7-й очереди (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности).

Описание средства измерений

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

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

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

На уровне ИИК АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин);
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Первичные токи преобразуются измерительными ТТ и ТН в допустимые для безопасных измерений значения и по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерение мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу ТСР/IP инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утжденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

В качестве сервера БД выступает IBM PC-совместимый компьютер.

Каналы связи являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ (сервер БД, счетчики). В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным устройством синхронизации времени (УССВ) РСТВ-01-01 (регистрационный номер 67958-17).

Синхронизация времени сервера БД производится от РСТВ-01-01 автоматически не реже 1 раза в 60 минут.

Сличение шкалы времени между сервером БД ИВК и счетчиками происходит при каждом сеансе связи. Коррекция времени счетчика осуществляется при рассогласовании более чем на ± 2 с.

В АИИС КУЭ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений в составе данных измерительных каналов присвоен заводской номер №007. Заводской номер указан на титульном листе паспорта-формуляра 38421712.2022.ПФ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД, АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью пароля на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные	Программный модуль опроса «Библиотека»

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В АИИС КУЭ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии (события ИИК).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных компонентов первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование	Состав ИИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	ПС 110 кВ ОБД, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. ОБД-105	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17
2	ПС 110 кВ ОБД, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. ОБД-206	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17
3	ПС 110 кВ Северо-Восточная, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ф. СВ-133	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
4	ПС 110 кВ Северо-Восточная, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ф. СВ-212	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
5	РП-863П 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12А	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 20/5 рег. № 1276-59	НТМК-6-48 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
6	ТП-943П 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	ТП-862п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
8	РП-863п 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2363-68 Ф. А ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59 Ф. С	НТМК-6-48 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
9	ПС 110 кВ Гулькевичи, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 22, ф. Г-2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1 рег. № 36697-17
10	ПС 110 кВ Гулькевичи, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, ф. Г-4	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-08	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1 рег. № 36697-17
11	ПС 110 кВ Гулькевичи, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, ф. Г-11	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1 рег. № 36697-17
12	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч. 3	4МС кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 44089-10	GBE12 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 50639-12	СЭТ-4ТМ.02М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
13	РУ-6 кВ АО Силикат, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 1276-59	НТМК-6-48 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1 рег. № 36697-17
14	ПС 110 кВ Гулькевичи, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 25, ф. Г-7	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1 рег. № 36697-17
15	ПС 110 кВ Карповская, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 20	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12
16	ПС 110 кВ Карповская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 19	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12
17	ПС 110 кВ Карповская, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12
18	ВЛ 10 кВ ВЛ-3 в сторону КТП 10 кВ ВЛ-3-141, оп. 8-4, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 30/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 59871-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17
19	ЗТП 10 кВ Зс-5-1270, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1-2 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
20	ВЛ 10 кВ ЛССК-1 в сторону КТП 10 кВ ЛССК-1-1322, оп. б/н, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 70106-17 Ф. АВ ТЛО-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11 Ф. С	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
21	ВРУ-0,4 кВ №2, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
22	ВРУ-0,4 кВ №1, ввод 0,4 кВ №1	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
23	ВРУ-0,4 кВ №1, ввод 0,4 кВ №2	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
24	КТП 10 кВ Л-2-5-248, РУ-0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
25	КТП 10 кВ Л-2-5-248А, РУ-0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 29482-07	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
26	Питание от ТП-56 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-16, ВРУ-0,4 кВ ИП Зарбаилова, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
27	ТП-ТЗ-112 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 2, ввод-1 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 30/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
28	ТП-ТЗ-112 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 5, ввод-2 10 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 40/5 рег. № 25433-11	НОЛП-ЭК кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 68836-17	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
29	ТП 6 кВ 1757п, РУ-6 кВ, ввод-1 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 32139-06	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27779-04
30	ТП-556п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 54852-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16

П р и м е ч а н и е: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	Вид энергии	cosφ	Границы интервала относительной погрешности ИК в нормальных условиях (±δ), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
			δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
			I ₅₋₂₀ %	I ₂₀₋₁₀₀ %	I ₁₀₀₋₁₂₀ %	I ₅₋₂₀ %	I ₂₀₋₁₀₀ %	I ₁₀₀₋₁₂₀ %
1 – 5, 8 – 20, 27 – 29 (Счетчик; ТТ; ТН)	А	1,0	1,8	1,2	1,0	2,2	1,7	1,6
		0,8	2,9	1,7	1,3	3,2	2,1	1,8
		0,5	5,5	3,0	2,3	5,7	3,3	2,6
	Р	0,8	5,0	3,0	2,5	6,0	4,5	4,0
		0,5	3,0	2,0	2,0	4,5	3,5	3,5
6, 7, 21 – 26, 30 (Счетчик; ТТ)	А	1,0	1,7	1,0	0,8	2,1	1,6	1,4
		0,8	2,8	1,5	1,1	3,1	2,0	1,7
		0,5	5,4	2,7	1,9	5,5	3,0	2,3
	Р	0,8	5,0	2,5	2,0	5,5	4,0	4,0
		0,5	2,9	2,0	2,0	4,5	3,5	3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с							5	
П р и м е ч а н и е: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности Р = 0,95. 3 I₅₋₂₀ % - область нагрузок 5-20 % , I₂₀₋₁₀₀ % - область нагрузок 20-100 % , I₁₀₀₋₁₂₀ % - область нагрузок 100-120 %. 4 Вид энергии: А – активная электрическая энергия, Р – реактивная электрическая энергия								

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +50 от +10 до +30
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 100000 1 74500 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	11 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	4МС	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	2 шт.
Трансформатор напряжения	ГВЕ12	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	НОЛП-ЭК	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	13 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	5 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 234	3 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Сервер БД	IBM PC (ASUS H97)	1 шт.
Паспорт – формуляр	38421712.2022.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 7-й очереди», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 7-й очереди

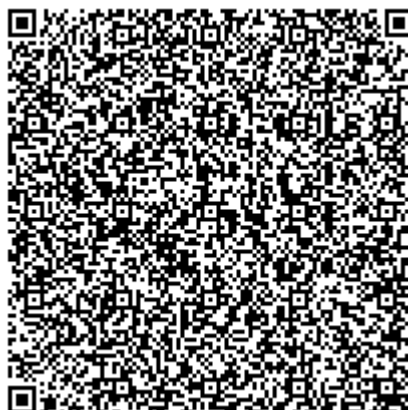
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.
Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Квант» (ООО «Квант»)
ИНН 2309137928
Адрес: 350015 г. Краснодар, ул. Кузнечная, 234, оф. 13
Телефон: +7 (861) 259-81-87
Web-сайт: www.kvant-co.ru
E-mail: info@kvant-co.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
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85086-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Новгородская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Новгородская (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), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение 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 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 на 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. Средству измерений присвоен заводской номер 330. Заводской номер указывается 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)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭЦ - Новгородская	IMB 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06 СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	СРВ 420 кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 68549-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
2	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 4С-110, КВЛ 110 кВ Лужская ГТ- ТЭЦ - Новгородская I цепь (Л.Сырковская-1)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАльфа кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-07	
3	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 1С-110, КВЛ 110 кВ Лужская ГТ- ТЭЦ - Новгородская II цепь (Л.Сырковская-2)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАльфа кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-07	
4	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 4С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Районная I цепь (Л.Городская-1)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 1С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Районная II цепь (Л.Городская-2)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
6	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 2С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская ТЭЦ - Новгородская (Л.Ильменская-2)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
7	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 4С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Насосная I цепь (Л.Ильменская-3)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
8	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 2С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Насосная II цепь (Л.Ильменская-4)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
9	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 3С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Восточная с отпайкой на ПС Насосная (Л.Ильменская-5)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
10	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новгородская - БОС (Л.Софийская-1 3ш) (1В л.Сф-1)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новгородская - БОС (Л.Софийская-1 4сш) (2В л.Сф-1)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
12	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 1С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Южная (Л.Новгородская-1)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
13	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 1С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Мостищи I цепь (Л.Новгородская-3)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
14	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 2С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Базовая с отпайкой на ПС Западная (Л.Лучевая-2)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
15	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 1С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - РП Азот (Л.Химическая-2)	TG145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
16	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 110 кВ, 3С-110, ВЛ 110 кВ Новгородская - Юго-Западная (Л.Юго-Западная-1)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 35 кВ, 2С-35, ВЛ 35 кВ Новгородская - Кречевицы I цепь (Л.Кречевицкая-1)	ТРО7 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25431-08	ТЮО7 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25429-03	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
18	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 35 кВ, 1С-35, ВЛ 35 кВ Новгородская - Кречевицы II цепь (Л.Кречевицкая-2)	ТРО7 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25431-08	ТЮО7 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25429-03	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
19	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 35 кВ, 1С-35, ВЛ 35 кВ Новгородская - ЖБИ №1 (Л.Заводская-1)	ТРО7 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25431-08	ТЮО7 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25429-03	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
20	ПС 330 кВ Новгородская, ОРУ 35 кВ, 2С-35, ВЛ 35 кВ Новгородская - ЖБИ №2 (Л.Заводская-2)	ТРО7 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25431-08	ТЮО7 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25429-03	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
21	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 7, фидер 10 кВ л.1	ТРУ4 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 17085-98	ТЮР4 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
22	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 2, фидер 10 кВ л. 2	ТРУ4 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 17085-98	ТЮР4 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
23	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 15, фидер 10 кВ л. 3	ТРУ4 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 17085-98	ТЮР4 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
24	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 21, фидер 10 кВ л. 4	ТРУ4 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 17085-98	ТЮР4 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 16, фидер 10 кВ л. 5	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
26	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 17, фидер 10 кВ л. 6	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
27	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 23, фидер 10 кВ л. 7	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
28	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 24, фидер 10 кВ л. 8	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
29	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 33, фидер 10 кВ л. 9	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
30	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 26, фидер 10 кВ л. 10	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S рег. № 16666-97	
31	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 27, фидер 10 кВ л. 11	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
32	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 28, фидер 10 кВ л. 12	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
33	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 29, фидер 10 кВ л. 13	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 3, фидер 10 кВ л.14	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
35	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 6, фидер 10 кВ л.15	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
36	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 20, фидер 10 кВ л.16	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
37	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 11, фидер 10 кВ л.17	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
38	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 10, фидер 10 кВ л.18	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
39	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 9, фидер 10 кВ л. 19	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
40	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 32, фидер 10 кВ л.20	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
41	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 4, фидер 10 кВ л. 21	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТJP4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 1С-10, яч. 14, фидер 10 кВ л.22	ТРУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТЈР4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
43	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ 10 кВ, 2С-10, яч. 35, фидер 10 кВ л.23	ТРУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 17085-98	ТЈР4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-98	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 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 ИК № 1 – 29, 31 – 43 активная, реактивная; для ИК № 30 – активная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1, 10 (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
2, 3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1
4 – 9, 11 – 16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17 – 20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
21 – 29, 31 – 42 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
30 (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
43 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
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, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2, 3 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,8	1,2	1,2
4 – 9, 11 – 16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,3	2,0	1,4	1,3
	0,5	2,6	1,7	1,2	1,2
17 – 20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,5	2,2	1,7	1,6
	0,5	2,6	1,8	1,4	1,3
21 – 29, 31 – 42 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
43 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5

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			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 10 (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
2, 3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,4	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,5	2,1	1,7	1,7
4 – 9, 11 – 16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,4	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,5	2,1	1,7	1,7
17 – 20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
21 – 29, 31 – 42 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
30 (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
43 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2, 3 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,7	3,6	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,4	3,2	3,2
4 – 9, 11 – 16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	5,0	3,0	2,0	1,9
	0,5	3,9	2,5	1,9	1,8
17 – 20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	5,1	3,1	2,2	2,1
	0,5	4,0	2,6	2,0	1,9
21 – 29, 31 – 42 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,4	2,8	2,1	2,0
43 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,7	3,3	3,3
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 активной энергии - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 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 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 электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 50000 72 80000 72 40000 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
1	2	3
Трансформатор тока	IMB 362	2 шт.
Трансформатор тока	CA 362	1 шт.
Трансформатор тока	TG 145	18 шт.
Трансформатор тока	TG145	27 шт.
Трансформатор тока	TPO7	12 шт.
Трансформатор тока	TPU4	69 шт.
Трансформатор напряжения	CPB 420	3 шт.
Трансформатор напряжения	CPB 123	12 шт.
Трансформатор напряжения	TJO7	6 шт.
Трансформатор напряжения	TJP4	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	40 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-300	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.330.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 330 кВ Новгородская», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Новгородская

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 и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

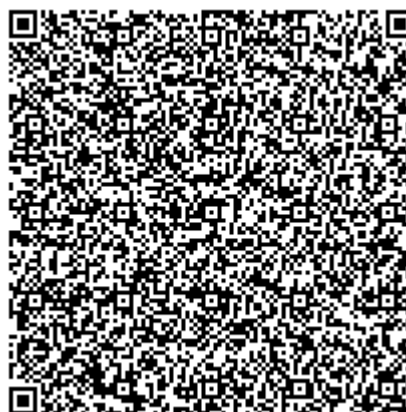
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85087-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы цепей векторные ZNLE

Назначение средства измерений

Анализаторы цепей векторные ZNLE предназначены для измерения комплексных коэффициентов передачи и отражения (S-параметров).

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов цепей векторных ZNLE основан на принципе рефлектометра - раздельного выделения измерительных сигналов (падающих; прошедших через измеряемый СВЧ многополюсник; отраженных от его входов), преобразования их в опорный и измеряемые сигналы, формирование напряжений (амплитуда и фаза), пропорциональных этим сигналам, с помощью гетеродинных приемников и дальнейшего дискретного преобразования этих напряжений с целью цифровой обработки и индикации измеряемых величин. Выделение измерительных сигналов производится с помощью мостовой схемы. Падающий сигнал и сигналы гетеродинов приемников формируются встроенными в анализаторы цепей синтезаторами.

В анализаторах цепей векторных ZNLE реализованы однопортовая и двухпортовая калибровки по внешним калибровочным мерам. Метрологические характеристики нормируются при использовании набора мер ZV-Z270, опционально входящего в комплектность прибора.

Конструктивно анализаторы цепей векторные ZNLE выполнены в виде настольного лабораторного прибора и работают под управлением встроенного персонального компьютера с операционной системой Windows.

Результаты измерений выводятся на экран дисплея приборов в графическом виде и могут быть сохранены в цифровой форме. Для работы в составе автоматизированных систем анализаторы цепей векторные ZNLE обеспечивают подключение по интерфейсам LAN и GPIB (опция).

К данному типу анализаторов цепей векторных ZNLE относятся следующие модификации: ZNLE3, ZNLE4, ZNLE6, ZNLE14, ZNLE18. Модификации отличаются диапазоном частот и могут быть оснащены следующими опциями:

B100 – опция расширения низкого диапазона частот;

B10 – опция интерфейса GPIB;

ZV-Z270 – набор калибровочных мер.

Знак поверки может наноситься на верхнюю панель анализаторов цепей векторных ZNLE.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в формате шести цифр наносится методом наклейки на заднюю панель.

Информация о модификации СИ наносится методом наклейки на переднюю панель.

Для предотвращения несанкционированного доступа анализаторы цепей векторные ZNLE имеют защитную наклейку завода-изготовителя, закрывающую стык передней или задней панели прибора и корпуса прибора.

Общий вид анализаторов цепей векторных ZNLE, обозначение мест для нанесения знака утверждения типа средства измерений и модификации средства измерений, представлены на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений



Место нанесения серийного номера

Место пломбировки

Рисунок 2- Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ

Программное обеспечение

Программное обеспечение «FW ZNLE» предназначено для управления режимами работы анализаторов цепей векторных ZNLE, обработки измерительных сигналов, управления работой приборов в процессе проведения измерений, отображения хода измерений. Программное обеспечение «FW ZNLE» предназначено только для работы с анализаторами цепей векторными ZNLE и не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы этих приборов.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик анализаторов цепей векторных ZNLE за пределы допускаемых значений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FW ZNLE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.41
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 –Метрологические характеристики. Параметры анализатора цепей

Наименование характеристики		Значение
1		2
Диапазон частот, Гц	модификация ZNLE3	от $1 \cdot 10^6$ до $3 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE4	от $1 \cdot 10^6$ до $4,5 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE6	от $1 \cdot 10^6$ до $6 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE14	от $1 \cdot 10^6$ до $1,4 \cdot 10^{10}$
	модификация ZNLE18	от $1 \cdot 10^6$ до $1,8 \cdot 10^{10}$
Диапазон частот с опцией В100, Гц	модификация ZNLE3	от $1 \cdot 10^5$ до $3 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE4	от $1 \cdot 10^5$ до $4,5 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE6	от $1 \cdot 10^5$ до $6 \cdot 10^9$
	модификация ZNLE14	от $1 \cdot 10^5$ до $1,4 \cdot 10^{10}$
	модификация ZNLE18	от $1 \cdot 10^5$ до $1,8 \cdot 10^{10}$
Номинальное значение частоты опорного генератора, Гц		$1 \cdot 10^7$
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора		$\pm 2 \cdot 10^{-6}$
Диапазон полос пропускания, Гц		от 1 до $0,5 \cdot 10^6$
Разрешение установки частоты синтезатора, Гц		1
Динамический диапазон в полосе пропускания 10 Гц для модификаций ZNLE3, ZNLE4, ZNLE6, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 100 кГц до 50 МГц включ.	100
	св. 50 МГц до 6 ГГц	110
Динамический диапазон в полосе пропускания 10 Гц для модификаций ZNLE14, ZNLE18, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 100 кГц до 50 МГц включ.	100
	св. 50 МГц до 16 ГГц включ.	105
	св. 16 до 18 ГГц	100
Диапазон установки уровня выходной мощности относительно 1 мВт, дБ		от -10 до 0
Пределы допускаемой относительной погрешности установки уровня мощности минус 10 дБ относительно 1 мВт, дБ		± 2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня мощности минус 10 дБ относительно 1 мВт, дБ		± 2
Уровень собственного шума приемников, нормализованный к полосе 1 Гц, в диапазоне частот, дБ относительно 1 мВт, не более	от 100 кГц до 50 МГц включ.	-110
	св. 50 МГц до 6 ГГц включ.	-120
	св. 6 до 16 ГГц включ.	-118
	св. 16 до 18 ГГц	-115

Продолжение таблицы 2

1		2	
Среднеквадратическое значение шумов измерительной трассы при измерении модуля/фазы коэффициента отражения для уровня выходной мощности 0 дБ относительно 1 мВт, коэффициента отражения 0 дБ, в полосе пропускания 10 кГц, в диапазоне частот, дБ/градус, не более		модуль	Фаза
	от 100 кГц до 10 МГц включ.	0,005	0,1
	св. 10 МГц до 10 ГГц включ.	0,005	0,05
	св. 10 до 18 ГГц	0,005	0,05
Модуль коэффициента отражения измерительных портов нескорректированный для модификаций ZNLE3, ZNLE4, ZNLE6, в диапазоне частот, дБ, не более	от 100 кГц до 3 ГГц включ.	-14	
	св. 3 до 6 ГГц	-12	
Модуль коэффициента отражения измерительных портов нескорректированный для модификаций ZNLE14, ZNLE18, в диапазоне частот, дБ, не более	от 100 кГц до 1 ГГц включ.	-17	
	св. 1 до 3 ГГц включ.	-13	
	св. 3 до 10 ГГц включ.	-10	
	св. 10 до 18 ГГц	-7	

Таблица 3 – Метрологические характеристики. Доверительный интервал погрешности измерений коэффициента отражения (P=0,95) после калибровки с помощью опции ZV-Z270 при изменении температуры окружающей среды не более, чем на ± 1 °С, в полосе ПЧ 10 Гц, уровне мощности 0 дБ (1 мВт)

Диапазон частот	Коэффициент отражения	Погрешность по модулю, дБ	Погрешность по фазе, градус
от 100 кГц до 8 ГГц включ.	0 дБ	$\pm 0,016$	$\pm 0,9$
	3 дБ	$\pm 0,011$	$\pm 0,9$
	6 дБ	$\pm 0,009$	$\pm 1,0$
	15 дБ	$\pm 0,006$	$\pm 1,9$
	25 дБ	$\pm 0,006$	$\pm 6,9$
	35 дБ	$\pm 0,006$	$\pm 34,3$
св. 8 до 18 ГГц	0 дБ	$\pm 0,021$	$\pm 1,3$
	3 дБ	$\pm 0,015$	$\pm 1,3$
	6 дБ	$\pm 0,012$	$\pm 1,4$
	15 дБ	$\pm 0,009$	$\pm 2,5$
	25 дБ	$\pm 0,008$	$\pm 9,0$
	35 дБ	$\pm 0,008$	$\pm 45,0$

Таблица 4 – Метрологические характеристики. Доверительный интервал погрешности измерений коэффициента передачи ($P=0,95$) после калибровки с помощью опции ZV-Z270 при изменении температуры окружающей среды не более, чем на ± 1 °С, в полосе ПЧ 10 Гц, уровне мощности 0 дБ (1 мВт)

Диапазон частот	Диапазон коэффициентов передачи	Погрешность по модулю, дБ	Погрешность по фазе, градус
От 100 кГц до 6 ГГц включ.	от 0 до 20 дБ	$\pm 0,08$	$\pm 0,5$
	св. 20 до 30 дБ	$\pm 0,08$	$\pm 0,5$
	св. 30 до 40 дБ	$\pm 0,08$	$\pm 0,5$
	св. 40 до 50 дБ	$\pm 0,09$	$\pm 0,6$
	св. 50 до 60 дБ	$\pm 0,19$	$\pm 1,2$
От 6 до 18 ГГц	от 0 до 20 дБ	$\pm 0,08$	$\pm 0,7$
	св. 20 до 30 дБ	$\pm 0,08$	$\pm 0,7$
	св. 30 до 40 дБ	$\pm 0,09$	$\pm 0,7$
	св. 40 до 50 дБ	$\pm 0,12$	$\pm 0,9$
	св. 50 до 60 дБ	$\pm 0,31$	$\pm 2,1$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Количество измерительных портов		2
Тип разъема		Тип N, «розетка»
Параметры электрического питания:	- напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более		170
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм, не более		408×186×235
Масса (без опций и аксессуаров), кг, не более		7
Рабочие условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °С		от +18 до +28
- относительная влажность воздуха при температуре 40 °С, %, не более		85
Условия хранения и транспортирования:		
- температура окружающей среды, °С		от -20 до +70
- относительная влажность воздуха при температуре 40 °С, %, не более		95
Время прогрева, мин		30

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель анализаторов цепей векторных ZNLE в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор цепей векторный ZNLE	Модификация ZNLE3, или ZNLE4, или ZNLE6, или ZNLE14, или ZNLE18	1 шт.
Опция интерфейса GPIB	B10	по отдельному заказу
Опция расширения низкого диапазона частот	B100	по отдельному заказу
Набор калибровочных мер	ZV-Z270	по отдельному заказу
Комплект ЗИП	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 “Порядок работы” руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам цепей векторным ZNLE

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

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3461 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 №3383 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц

ГОСТ Р 8.813-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0,01 до 65,00 ГГц

МИ 3411-2013 ГСИ. Анализаторы цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик

Техническая документация фирмы “Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG”, Германия

Изготовитель

“Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.”, Чехия

Адрес: Spidrova 49, 38501 Vimperk, Czechia

Телефон: +420 388 452 109

Web-сайт: <https://www.rohde-schwarz.com>

E-mail: customersupport@rohde-schwarz.com

Испытательный центр

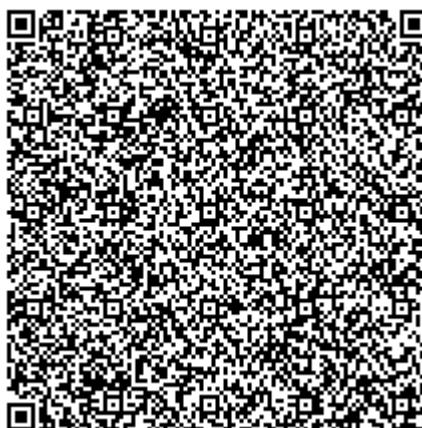
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85088-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мультиметры цифровые НМС

Назначение средства измерений

Мультиметры цифровые НМС предназначены для измерений напряжения постоянного тока, силы постоянного тока, среднего квадратического значения напряжения переменного тока, среднего квадратического значения силы переменного тока, электрического сопротивления постоянного тока, электрической емкости.

Описание средства измерений

Принцип работы мультиметров цифровых НМС заключается в преобразовании входного аналогового сигнала в цифровую форму быстродействующим АЦП, с последующей математической обработкой измеренных величин в зависимости от алгоритма расчета измеряемого параметра и отображении результатов на жидкокристаллическом дисплее.

Конструктивно мультиметры цифровые НМС выполнены в виде портативных многофункциональных измерительных приборов в защищенном корпусе, питающихся от сети переменного тока. На лицевой панели мультиметров расположены: жидкокристаллический дисплей; функциональные клавиши; поворотный переключатель с курсорными клавишами; USB разъем; входные разъемы. На задней панели мультиметров расположены: выключатель питания; переключатель напряжения питания; разъем питания от сети переменного тока; разъемы интерфейсов. Управление мультиметрами осуществляется с лицевой панели или по интерфейсу дистанционного управления с помощью внешнего ПЭВМ по интерфейсам USB, VCP, Ethernet, IEEE-488.

К данному типу мультиметров цифровых НМС относятся две модификации: НМС8012, НМС8012-G. Модификации отличаются отсутствием у НМС8012 и наличием у НМС8012-G интерфейса IEEE-488.

Знак поверки может наноситься на верхнюю панель мультиметров цифровых НМС.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в формате шести цифр и информация о модификации СИ наносятся методом наклейки на заднюю панель.

Для предотвращения несанкционированного доступа мультиметры цифровые НМС имеют защитную наклейку завода-изготовителя, наносимую на место крепления лицевой панели к корпусу прибора.

Общий вид мультиметров цифровых НМС, обозначение места для нанесения знака утверждения типа средства измерений представлены на рисунке 1.

Место нанесения серийного номера и модификации средства измерений представлены на рисунке 2.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 3.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений



Рисунок 2- Место нанесения серийного номера и указания модификации СИ



Рисунок 3 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение «НМС8012 firmware» предназначено для управления режимами работы мультиметров цифровых НМС, выбора формы индикации и регистрации результатов измерений. Программное обеспечение «НМС8012 firmware» предназначено только для работы с мультиметрами цифровыми НМС и не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы этих приборов.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик мультиметров цифровых НМС за пределы допускаемых значений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FW НМС8012
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.400
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме измерения напряжения постоянного тока

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, В	от -0,4 до +0,4 В	10^{-6}
	от -4 до +4 В	10^{-5}
	от -40 до +40 В	10^{-4}
	от -400 до +400 В	10^{-3}
	от -1000 до 1000 В	10^{-2}
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, В	от -0,4 до +0,4 В	$\pm (0,00015 \cdot X + 0,00002 \cdot P)$
	от -4 до +4 В	
	от -40 до +40 В	$\pm (0,00020 \cdot X + 0,00002 \cdot P)$
	от -400 до +400 В	
	от -1000 до 1000 В	$\pm (0,00025 \cdot X + 0,00002 \cdot P)$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от +28 °С до +55 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, В	от -0,4 до +0,4 В	$\pm (0,00001 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
	от -4 до +4 В	$\pm (0,000008 \cdot X + 0,000003 \cdot P)$
	от -40 до +40 В	$\pm (0,00001 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
	от -400 до +400 В	$\pm (0,000015 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
	от -1000 до 1000 В	
Примечания:		
1) X – измеренное значение напряжения постоянного тока, В;		
2) P – верхний предел поддиапазона измерений, В.		

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерения среднего квадратического значения напряжения переменного тока

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, В	от 0,04 до 0,4 В	10^{-6}
	от 0,4 до 4 В	10^{-5}
	от 4 до 40 В	10^{-4}
	от 40 до 400 В	10^{-3}
	от 75 до 750 В	10^{-2}
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от диапазона частот, В	от 10 до 20 Гц включ.	$\pm (0,03 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 20 до 45 Гц включ.	$\pm (0,015 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 45 Гц до 20 кГц включ.	$\pm (0,003 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 20 до 50 кГц включ.	$\pm (0,01 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 50 до 100 кГц	$\pm (0,03 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от +28 °С до +55 °С, в зависимости от диапазона частот, В	от 10 до 20 Гц включ.	$\pm (0,0001 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
	св. 20 до 45 Гц включ.	
	св. 45 Гц до 20 кГц включ.	
	св. 20 до 50 кГц включ.	$\pm (0,0002 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
	св. 50 до 100 кГц	$\pm (0,0005 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
Примечания: 1) X – измеренное среднее квадратическое значение напряжения переменного тока, В; 2) P – верхний предел поддиапазона измерений, В.		

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме измерения силы постоянного тока

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, А	от -0,02 до +0,02 А	10^{-7}
	от -0,2 до +0,2 А	10^{-6}
	от -2 до +2 А	10^{-5}
	от -10 до +10 А	10^{-4}
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, А	от -0,02 до +0,02 А	$\pm (0,0005 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
	от -0,2 до +0,2 А	
	от -2 до +2 А	$\pm (0,0025 \cdot X + 0,0007 \cdot P)$
	от -10 до +10 А	
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от +28 °С до +55 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, А	от -0,02 до +0,02 А	$\pm (0,00008 \cdot X + 0,00001 \cdot P)$
	от -0,2 до +0,2 А	$\pm (0,00012 \cdot X + 0,000015 \cdot P)$
	от -2 до +2 А	
	от -10 до +10 А	$\pm (0,0001 \cdot X + 0,00001 \cdot P)$
Примечания: 1) X – измеренное значение силы постоянного тока, А; 2) P – верхний предел поддиапазона измерений, А.		

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерения среднего квадратического значения силы переменного тока

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, А	от 0,002 до 0,02 А	10^{-7}
	от 0,02 до 0,2 А	10^{-6}
	от 0,2 до 2 А	10^{-5}
	от 1 до 10 А	10^{-4}
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от диапазона частот, А	от 20 до 40 Гц включ.	$\pm (0,015 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 40 Гц до 1 кГц включ.	$\pm (0,005 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 1 до 5 кГц включ.	$\pm (0,015 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
	св. 5 до 10 кГц	$\pm (0,025 \cdot X + 0,0005 \cdot P)$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от 28 °С до +55 °С, А		$\pm (0,0001 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
Примечания: 1) X – измеренное среднее квадратическое значение силы переменного тока, А; 2) P – верхний предел поддиапазона измерений, А.		

Таблица 6 – Метрологические характеристики в режиме измерения электрического сопротивления постоянного тока

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, Ом	от 0 до 400 Ом	10^{-3}
	от 0 до 4 кОм	10^{-2}
	от 0 до 40 кОм	0,1
	от 0 до 400 кОм	1
	от 0 до 4 МОм	10
	от 0 до 40 МОм	10^2
	от 0 до 250 МОм	10^3
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, Ом	от 0 до 400 Ом	$\pm (0,0005 \cdot X + 0,00005 \cdot P)$
	от 0 до 4 кОм	$\pm (0,00015 \cdot X + 0,00002 \cdot P)$
	от 0 до 40 кОм	
	от 0 до 400 кОм	$\pm (0,0003 \cdot X + 0,00003 \cdot P)$
	от 0 до 4 МОм	$\pm (0,0006 \cdot X + 0,00005 \cdot P)$
	от 0 до 40 МОм	$\pm (0,0025 \cdot X + 0,00003 \cdot P)$
	от 0 до 250 МОм	$\pm (0,02 \cdot X + 0,0001 \cdot P)$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от +28 °С до +55 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, Ом	от 0 до 400 Ом	$\pm (0,00002 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
	от 0 до 4 кОм	$\pm (0,00002 \cdot X + 0,000002 \cdot P)$
	от 0 до 40 кОм	
	от 0 до 400 кОм	
	от 0 до 4 МОм	$\pm (0,00008 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
	от 0 до 40 МОм	
	от 0 до 250 МОм	$\pm (0,002 \cdot X + 0,000005 \cdot P)$
Примечания: 1) X – измеренное значение электрического сопротивления постоянного тока; 2) P – верхний предел поддиапазона измерений.		

Таблица 7 – Метрологические характеристики в режиме измерения электрической емкости

Наименование характеристики		Значение
Разрешающая способность, в зависимости от поддиапазона измерений, мкФ	от 0 до 5 нФ	10^{-6}
	от 0 до 50 нФ	10^{-5}
	от 0 до 500 нФ	10^{-4}
	от 0 до 5 мкФ	10^{-3}
	от 0 до 50 мкФ	10^{-2}
	от 0 до 500 мкФ	0,1
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений при температуре от +18 °С до +28 °С, в зависимости от поддиапазона измерений, мкФ	от 0 до 5 нФ	$\pm (0,02 \cdot X + 0,025 \cdot P)$
	от 0 до 50 нФ	$\pm (0,01 \cdot X + 0,02 \cdot P)$
	от 0 до 500 нФ	$\pm (0,01 \cdot X + 0,005 \cdot P)$
	от 0 до 5 мкФ	
	от 0 до 50 мкФ	
	от 0 до 500 мкФ	$\pm (0,02 \cdot X + 0,01 \cdot P)$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений в диапазонах от 0 °С до +18 °С и от +28 °С до +55 °С, мкФ		$\pm (0,0002 \cdot X + 0,00002 \cdot P)$
Примечания:		
1) X – измеренное значение электрической емкости;		
2) P – верхний предел поддиапазона измерений.		

Таблица 8 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %		от +18 до +28 от 0 до 80
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %		от +0 до +55 от 0 до 80
Условия хранения и транспортирования: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %		от -40 до +70 от 0 до 90
Масса, кг, не более		2,7
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более		222×88×280
Параметры электрического питания:	- напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	115±11,5/230±23 50/60
Потребляемая мощность, Вт, не более		25
Время прогрева, ч		1,5

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель мультиметров цифровых НМС в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Мультиметр цифровой	модификация НМС8012 или НМС8012-G	1 шт.
Измерительные кабели	HZ15	2 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Диск CD с руководством по эксплуатации и программным обеспечением для управления мультиметром	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе “Описание функций прибора” руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мультиметрам цифровым НМС

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3457 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы

Приказ Росстандарта от 03.09.2021 № 1942 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 Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А

Приказ Росстандарта от 14.05.2015 № 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 Росстандарта от 30.12.2019 № 3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока

ГОСТ 8.371-80 ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений электрической емкости

Техническая документация фирмы “Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG”, Германия

Изготовитель

“Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.”, Чехия

Адрес: Spidrova 49, 38501 Vimperk, Czechia

Телефон: +420 388 452 109

Web-сайт: <https://www.rohde-schwarz.com>

E-mail: customersupport@rohde-schwarz.com

Испытательный центр

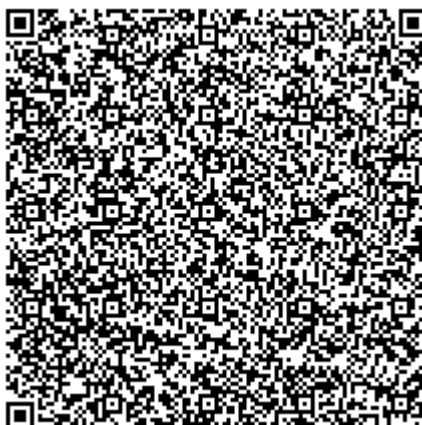
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85089-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТГФ 220

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТГФ 220 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока одноступенчатые, с газовой изоляцией, представляют собой опорную конструкцию.

Основными составными частями трансформатора являются металлический корпус с мембраной, фарфоровая крышка, блок вторичных обмоток в экране, основание, в котором имеются сигнализатор давления на обратном клапане, обратный клапан для заполнения газом.

Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на основании и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока следующих модификаций:

- ТГФ 220 У1, зав. № 2, 3, 4;
- ТГФ 220-II* УХЛ1, зав. № 83;
- ТГФ 220-II* У1, зав. № 127, 128, 129.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

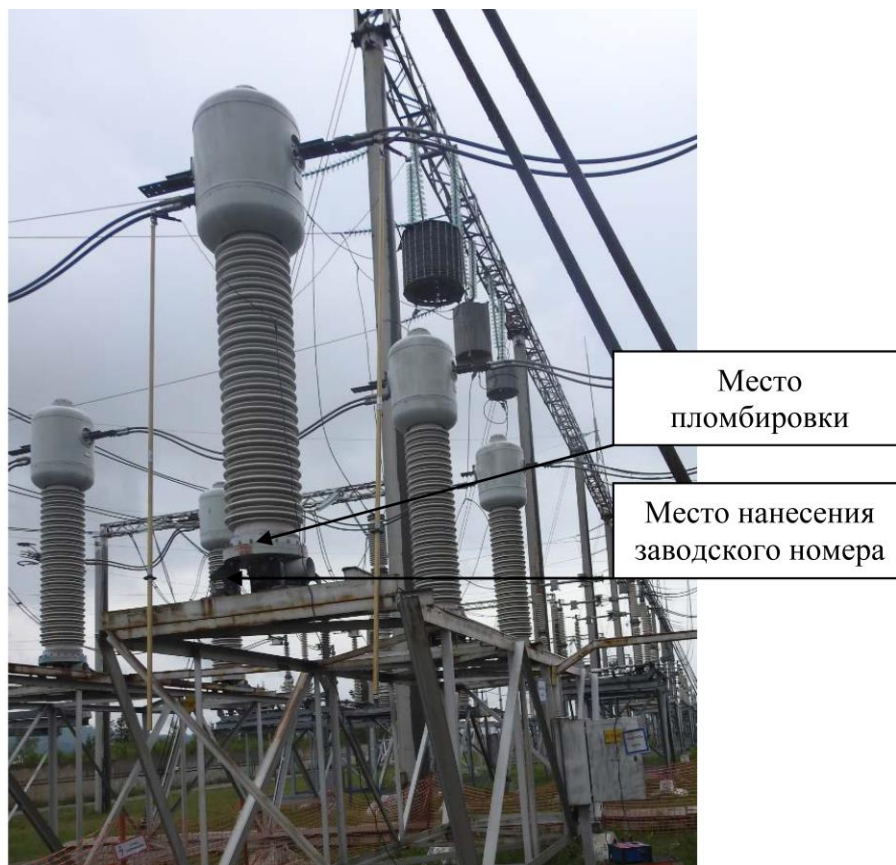


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	ТГФ 220 У1	ТГФ 220-П* УХЛ1	ТГФ 220-П* У1
Номинальное напряжение, кВ	220	220	220
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000; 2000	1000	300
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5; 0,2	0,2S	0,2S; 0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20	30	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	ТГФ 220 У1, ТГФ 220-П* У1	ТГФ 220-П* УХЛ1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40	от -60 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФ 220	1 шт.
Паспорт	ТГФ 220	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТГФ 220

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат»
(ОАО ВО «Электроаппарат»)

ИНН 7801032688

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, 24-я линия В.О., д. 3—7

Телефон: +7 (812) 677-83-83

Факс: +7 (812) 677-83-84

Web-сайт: www.ea.spb.ru

E-mail: box@ea.spb.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, д.31

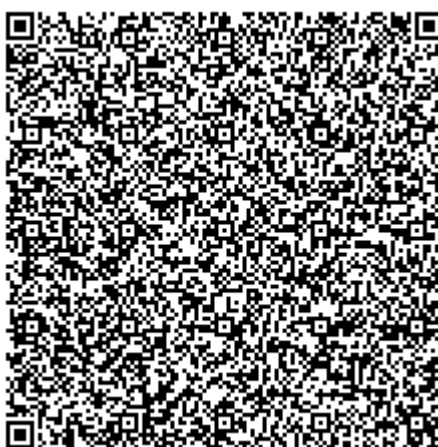
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85090-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ИМВ 362

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ИМВ 362 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Конструкция трансформаторов тока представляет собой основание в виде алюминиевого бака с сердечниками вторичной обмотки и полимерный изолятор, смонтированный сверху бака. Выводы первичной обмотки расположены в верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены в коробке выводов на корпусе бака трансформаторов тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ИМВ 362, зав. № 8679227, 8679228, 8679229.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров 8679227, 8679228, 8679229
Номинальное напряжение, кВ	330
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S; 0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -60 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	IMB 362	1 шт.
Паспорт	IMB 362	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока IMB 362

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «ABB Power Technologies AB», Швеция

Адрес: SE-77180, Ludvika, Sweden

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, д.31

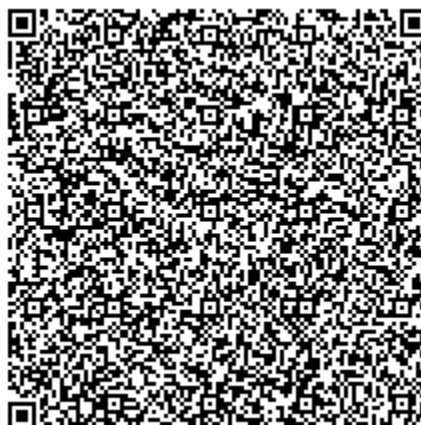
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85091-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Латная (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), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), 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), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение 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 счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-422/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 счетчика 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 на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений в составе данных измерительных каналов присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.047.07.01. Заводской номер указан на титульном листе формуляра АУВП.411711.ФСК.047.07.01.ФО.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

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

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	КВЛ 110 кВ Латная – Отечество	ТВ кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 78807-20	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TK16L рег.№ 36643-07

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, 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 (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

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	2	3	4	5	6
1 (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
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 (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
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 (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
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 счетчика электроэнергии	- от 99 до 101 - от 1 до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
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 счетчика - для УСПД - для сервера, УССВ	- от 90 до 110 - от 1 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: счетчик 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	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчик 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. 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	ТВ	3 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.047.07. 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 ЕНЭС ПС 220 кВ Латная», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

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

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 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 в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85092-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства контроля сопротивления изоляции УКСИ1629

Назначение средства измерений

Устройства контроля сопротивления изоляции УКСИ1629 (далее – УКСИ1629) предназначены для измерений электрического сопротивления изоляции в электрических сетях переменного и постоянного тока.

Описание средства измерений

УКСИ1629 предназначены для измерения и контроля эквивалентного сопротивления изоляции в электрических сетях переменного тока в диапазоне частот от 45 до 440 Гц с изолированной нейтралью, а также сетей постоянного тока, изолированных от земли.

УКСИ1629 могут быть установлены на щитах и пультах управления судов и энергообъектов.

УКСИ1629 могут использоваться для контроля как обесточенных, так и находящихся под рабочим напряжением одно- и трехфазных сетей переменного тока с напряжением от 0 до 690 В или постоянного тока с напряжением от 24 до 400 В.

Конструкция УКСИ1629 представляет собой щитовой прибор с цифровой индикацией, выполненный в пластмассовом корпусе. На лицевой панели размещены текстовый дисплей, цифровой индикатор, индикаторы состояний реле и кнопки. На задней панели размещены разъёмы для подключения: к контролируемой сети; питания; релейных выходов; цифрового интерфейса; аналогового выхода; дискретных входов.

Принцип действия УКСИ1629 в сетях переменного тока основан на том, что к контролируемой сети через измерительный шунт прикладывается измерительное напряжение постоянного тока относительно земли и измеряется отфильтрованное фильтром нижних частот напряжение постоянной составляющей сети относительно земли. В первый момент времени по мере заряда ёмкости сети измеряется рост напряжения постоянной составляющей, вычисляется постоянная времени и ёмкость сети. Для ускорения измерения по аппроксимирующей формуле вычисляется конечное значение напряжения заряда ёмкости, далее вычисляется значение эквивалентного сопротивления изоляции сети и выдается на цифровой индикатор на передней панели.

Принцип действия в сетях постоянного тока следующий. Цикл измерения состоит из двух тактов. В первом такте к контролируемой сети между её положительным полюсом и землей прикладывается измерительный шунт, по мере заряда-разряда ёмкости сети, через делитель и фильтр микроконтроллером измеряются напряжения полюсов сети относительно земли, вычисляется постоянная времени и ёмкость сети. Для ускорения измерения по аппроксимирующей формуле микроконтроллером вычисляются конечные значения напряжений полюсов сети относительно земли, вычисляется и запоминается отношение напряжения положительного полюса к напряжению отрицательного полюса. Во втором такте измерительный шунт прикладывается между отрицательным полюсом сети и землей, по мере заряда-разряда ёмкости сети снова измеряются напряжения полюсов сети относительно земли и вычисляется постоянная времени и ёмкость сети. Для ускорения измерения по аппроксимирующей формуле вычисляются конечные значения напряжений полюсов сети, вычисляется и запоминается отношение напряжения положительного полюса к напряжению отрицательного полюса. В результате по полученным отношениям напряжений микроконтроллером вычисляются сопротивления изоляции для положительного и отрицательного полюсов контролируемой сети, которые выдаются на текстовый дисплей. Вычисляется эквивалентное сопротивление изоляции и выводится на цифровой индикатор на передней панели.

Измеренные значения сопротивления выводятся на цифровой индикатор, в виде цифрового кода через интерфейс RS-485 с протоколом работы Modbus RTU и на аналоговые выходы с унифицированным сигналом 4-20 или 0-20 мА.

УКСИ1629 выпускаются в нескольких исполнениях:

«ОП» – оборудование, поставляемое на общепромышленные объекты;

«РМРС» – оборудование, поставляемое на объекты морского судоходства.

Пример условного обозначения УКСИ1629:

«УКСИ1629-Х»

где Х – напряжение питания сети:

1 – ≈ 24 В;

2 – ≈ 127 В;

3 – ≈ 220 В;

4 – ≈ 380 В;

5 – ≈ 400 В;

6 – ≈ 690 В.

Пример записи:

«Устройство контроля сопротивления изоляции УКСИ1629-1, напряжение питания сети 24 В, исполнение устройства «РМРС», с приемкой ОТК и Морской регистр, Обычная упаковка, ВРМЦ.411212.002 ТУ».

УКСИ1629 имеют настраиваемую предупредительную и аварийную сигнализацию (уставки), а также сигнализацию об ошибке. Сигнализации имеют релейные выходы типа переключающийся «сухой» контакт.

УКСИ1629 являются восстанавливаемыми, многофункциональными, одноканальными и предназначены для установки на щитах и в пультах под любым углом наклона к горизонту.

Общий вид УКСИ1629 представлен на рисунке 1.

Пломбировка УКСИ1629 и нанесение знака поверки осуществляется в соответствии с рисунком 1.

Каждый экземпляр УКСИ1629 идентифицирован, имеет заводской номер, нанесенный на табличку типографским способом, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации.



Рисунок 1 – Общий вид УКСИ1629 с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки и пломбировки

- 1 – места пломбировки
- 2 – место нанесения знака поверки
- 3 – место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) УКСИ1629 разделено на встроенное и внешнее. Встроенное ПО отвечает за работу УКСИ1629 в целом и выполняет функции сбора, обработки, хранения, передачи и отображения измеренных значений.

Внешнее ПО выполняет функции отображения измеренных значений, переданных по интерфейсу RS-485 на персональный компьютер в среде не ниже Microsoft Windows XP.

Всё ПО УКСИ1629 является метрологически значимым.

Идентификационные данные встроенного метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware_UKSI1629.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.27B

Идентификационные данные внешнего метрологически значимого ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UKSI1629_User.exe
Номер версии (идентификационное номер ПО)	1.0.0.0

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений электрического сопротивления в сетях переменного тока, кОм	от 0 до 9999
Диапазон измерений электрического сопротивления в сетях постоянного тока, кОм	от 0 до 1000
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений электрического сопротивления*, %: – в диапазоне измерений от 0 до 999 кОм включ. – в диапазоне измерений св. 999 до 9999 кОм	± 5 ± 10
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений электрического сопротивления, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 2,5$
Примечание. * нормирующим значением является верхний предел диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон изменения выходного сигнала на аналоговом выходе, мА	от 0 до 20 или от 4 до 20
Диапазон напряжений контролируемой сети переменного тока, В	от 0 до 690
Диапазон напряжений контролируемой сети постоянного тока, В	от 24 до 400
Частота контролируемой сети переменного тока, Гц	от 45 до 440
Номинальное значение напряжения питания постоянным/переменным током, В	24
Номинальное значение напряжения питания переменным током, В	127; 220; 380; 400; 690
Допустимое отклонение напряжения питания, %, не более	±10
Потребляемая мощность, В·А, не более	10
Входное сопротивление в режиме ожидания, МОм, не менее	20
Нормальные условия: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +15 до +35 от 30 до 90 от 84 до 106 (от 630 до 795)
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха при температуре (45±2) °С, % – относительная влажность воздуха при температуре (40±2) °С, %; – относительная влажность воздуха при температуре (25±2) °С, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от –10 до +55 от 72 до 78 от 77 до 83 от 92 до 98 от 84 до 106 (от 630 до 795)
Габаритные размеры, мм, не более (Д×Ш×В)	144×72×120
Масса, кг, не более	0,9
Средняя наработка на отказ в нормальных условиях эксплуатации, ч, не менее	80 000
Полный назначенный срок службы, лет, не менее	10
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015: – корпуса – передней панели	IP20 IP54
Примечание. Номинальное значение напряжения питания и род тока определяется исполнением.	

Знак утверждения типа

наносится на табличку на верхней панели УКСИ1629 типографским способом и в центре титульного листа эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность УКСИ1629 приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство контроля сопротивления изоляции	УКСИ1629-Х	1 шт.
Комплект монтажных частей в составе:		
– розетка	GMVSTBW 2,5/ 2-ST-7,62	4 шт.
– розетка	GMVSTBW 2,5/ 3-ST-7,62	3 шт.
– розетка	BL 3.5/2F	1 шт.
– розетка	BL 3.5/03/180F	2 шт.
Устройство контроля сопротивления изоляции УКСИ1629. Руководство по эксплуатации	ВРМЦ.411212.002 РЭ	1 экз.
Устройство контроля сопротивления изоляции УКСИ1629. Паспорт	ВРМЦ.411212.002 ПС	1 экз.
CD-диск с программным обеспечением и руководством оператора 05755097.00027-01-34-01 РО	—	1 шт.
Свидетельство о типовом одобрении РМРС (копия)*	—	1 экз.
Примечания. При поставке УКСИ1629 в один адрес поставляются один CD-диск на пять УКСИ1629, но не более двух CD-дисков на партию, один экземпляр руководства по эксплуатации и методики поверки на пять УКСИ1629, если иное количество не оговорено в договоре на поставку. * в случае поставки исполнения «РМРС» (в соответствии с условиями договора на поставку).		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 документа ВРМЦ.411212.002 РЭ «Устройство контроля сопротивления изоляции УКСИ1629. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к устройствам контроля сопротивления изоляции УКСИ1629

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 февраля 2016 г. № 146 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления»

ВРМЦ.411212.002 ТУ. Устройство контроля сопротивления изоляции УКСИ1629. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Приборостроительный завод «ВИБРАТОР»
(АО «ВИБРАТОР»)

ИНН 7813028750

Адрес: 194292, Санкт-Петербург, 2-й Верхний пер., д. 5, лит. А

Телефон (факс): (812) 622-04-82

E-mail: zavod@vibrator.spb.ru

Web-сайт: www.vbrspb.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

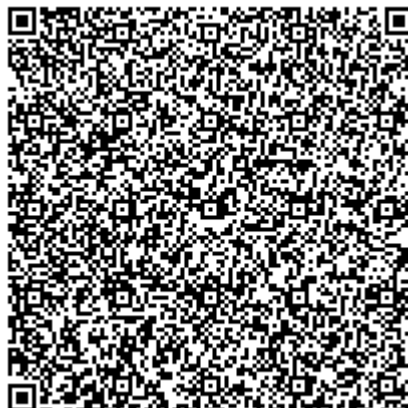
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 06.07.2015.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85093-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы газа GasLab Q2

Назначение средства измерений

Анализаторы газа GasLab Q2 (далее по тексту – анализаторы) предназначены для измерения объемной доли двуокиси углерода (CO_2) в природном газе и технологических газах. Область применения анализаторов включает системы измерения, контроля и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов – корреляционный, основанный на определении инфракрасного поглощения и теплопроводности анализируемого газа. Все значения измерения подвергаются корреляционному анализу, в основе которого лежат физические свойства и типичный состав природного газа. С помощью соответствующей системы уравнений можно рассчитать долю метана, этана, азота, теплоту сгорания, число Воббе, стандартную плотность и содержание CO_2 в природном газе. Измерение физических величин выполняется в блоке измерений с помощью датчиков.

Анализаторы состоят из блока измерений, блока соединений и пользовательского интерфейса.

Блок измерений предназначен для измерений и корреляционного анализа и включает в себя датчики и детекторы.

Блок соединений предназначен для соединения прибора с периферийными системами. Это системы подачи и отвода газа, а также электрические подключения и соединения.

Пользовательский интерфейс (ПИ) состоит из следующих основных частей: интерактивный экран, защищенный стеклом (панель управления) и два светодиода состояния, которые указывают на состояние анализатора.

Управление анализатором может полностью осуществляться с панели управления, на которой расположены семь полей сенсорного ввода, поскольку обеспечивается прямое считывание измеренных значений, а также управление и настройка. По мере необходимости на экран выводится виртуальная клавиатура. На выбор доступны несколько языков.

Кроме того, ПИ укомплектован невидимыми для оператора электронными коммутаторами на платах.

Конструктивно анализаторы изготовлены из двухсекционного взрывозащищенного алюминиевого корпуса. Секции корпуса соединены между собой механически.

Отбор проб осуществляется через входы в виде резьбовых трубных соединений, размещенные в нижней части прибора.

Анализаторы обеспечивают следующие выходные сигналы:

- унифицированный аналоговый выходной сигнал (0-20 мА или 4-20 мА в диапазоне показаний объемной доли оксида углерода);
- цифровые сигналы для считывания показаний и управления анализатором (RS485, Modbus)

Анализаторы имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, серийный номер наносится на шильдик методом гравировки, расположенный за защитным стеклом дисплея в виде буквенно-цифрового обозначения. Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт анализатора в соответствии с действующим законодательством. Опломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено. Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – общий вид анализаторов газа GasLab Q2

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО). Встроенное ПО разработано изготовителем специально для измерений концентрации оксида углерода и обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя (сенсора) ко вторичному измерительному преобразователю (процессору обработки информации);
- обработку измерительной информации, поступающей от сенсора, в процессоре обработки информации;
- формирование аналоговых токовых выходных сигналов измерительной информации;
- отображение результатов измерений концентрации оксида углерода в анализируемой газовой смеси на экране электронного блока;
- самодиагностику аппаратной части анализаторов;

Встроенное ПО анализаторов реализует следующие расчетные алгоритмы:

- вычисление значений концентрации оксида углерода, метана, этана, азота, теплоты сгорания, числа Воббе, стандартной плотности в анализируемой газовой смеси;
- сравнение результатов текущей и предыдущей калибровок с последующим изменением параметров измерений концентрации оксида углерода в анализируемой газовой смеси.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер), не ниже Basic System	03-39-A
Цифровой идентификатор ПО	8B2A2791
Номер версии (идентификационный номер), не ниже Q2 application function block	03-13-B
Цифровой идентификатор ПО	2236D254
Номер версии (идентификационный номер), не ниже Q2BASE I/O-board	1.0.7
Цифровой идентификатор ПО	42B2C613
Номер версии (идентификационный номер), не ниже Q2SENS I/O-board	1.2.0
Цифровой идентификатор ПО	C0661248
Номер версии (идентификационный номер), не ниже Approval/Q2-NMi (FARC)	Rev 3
Цифровой идентификатор ПО	66ECB954
Значение контрольной суммы (цифровой идентификатор ПО), приведённое в таблице, относится только к файлу прошивки обозначенной в таблице версии. - в случае изменения установленного программного обеспечения, идентификационное наименование, номер версии и значение контрольной суммы ПО сравнивают с идентификационным наименованием, номером версии и контрольной суммой ПО, предоставляемых производителем.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 –Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений: – Концентрация двуокиси углерода CO ₂ , %	от 0 до 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: – Концентрация двуокиси углерода CO ₂ , %	±0,2
Диапазон показаний: – метан CH ₄ , % – этан C ₂ +, % – азот N ₂ , % – Теплота сгорания Hs, кВт·ч/м ³ – Число Воббе, Wls, кВт·ч/м ³ – Стандартная плотность, ρ(ρ ₀), кг/м ³	от 70 до 100 от 0 до 15 от 0 до 25 от 7,7 до 13,5 от 9,4 до 16,1 от 0,7168 до 1,063

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Напряжение питания постоянного тока, В	24
Время установления показаний (T ₉₀), с, не более	6
Время прогрева, мин, не более	30
Диапазон значений выходного сигнала силы постоянного тока, мА	от 4 до 20

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры анализатора (длина × ширина × высота), мм, не более	380×270×230
Масса, кг, не более	16
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP64
Маркировка взрывозащиты	Ex d IIC T4 Gb
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации влаги), %	от - 25 до +55 от 80,0 до 105,0 от 0 до 95
Средний срок службы анализаторов, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ анализаторов, ч, не менее	80000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор газа GasLab Q2	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	73023638	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, п 4.1.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам газа GasLab Q2

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах».

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Техническая документация фирмы изготовителя «Elster» GmbH

Изготовитель

Фирма «Elster» GmbH, Германия

Адрес: 55252 Mainz-Kastel, Steinern Strasse 19-21, Germany

Телефон: +49 61 34 / 605-0

E-mail: info.ege@elster.com

Испытательный центр

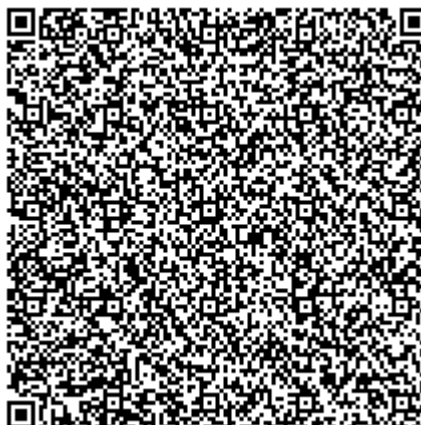
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №810

Регистрационный № 85109-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Шахта «Юбилейная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Шахта «Юбилейная» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) (для ИК №№ 1 – 13, 15 – 26, 28 – 29), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень (для ИК №№ 20, 21) – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), средства приема-передачи данных (модемы, каналообразующая аппаратура).

3-й уровень (для ИК №№ 20, 21), 2-й уровень (для ИК №№ 1 – 19, 22 – 29) – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ), сервер сбора данных (СБД) с программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР», обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, технические средства приема-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение не менее 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на внешних носителях;

- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, УСПД, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере ИВК, УСПД и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиями АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика.

Для ИК №№ 1 – 19, 22 – 29 измерительная информация и журналы событий со счетчиков электрической энергии, по средствам внешних GPRS-коммуникаторов с использованием сотовой сети стандарта GSM, передаются на сервер ИВК. Для ИК №№ 20, 21 по запросу или в автоматическом режиме, измерительная информация и журналы событий по счетчикам электрической энергии, направляются на УСПД. В УСПД собранная информация консолидируется и далее по автоматическим запросам по средствам внешних GPRS-коммуникаторов с использованием сотовой сети стандарта GSM передается на сервер ИВК. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР» на сервере сбора данных, просмотр БД - на автоматизированном рабочем месте.

С ИВК АИИС КУЭ ООО «Шахта «Юбилейная» данные через удаленный АРМ ЭСО передаются в ПАК АО «АТС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, УСПД, сервера, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу устройства синхронизации системного времени УССВ-2, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

УССВ синхронизирует сервер ИВК каждые 60 минут (программируемый параметр) по средствам программного модуля в составе ПО «АльфаЦЕНТР».

Сравнение показаний часов счетчиков ИК и ИВК (для ИК №№1 – 19, 22 – 29) осуществляется один раз в сутки при опросе счетчиков, синхронизация осуществляется при расхождении часов счетчиков и сервера ИВК на величину более чем ± 2 с (программируемый параметр).

На уровне ИВКЭ (для ИК №№20, 21) СОЕВ организована с помощью подключенного к УСПД устройства синхронизации системного времени ИСС с приемником сигналов ГЛОНАСС/GPS и встроенным сервером NTP.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК и ИВКЭ (для ИК №№20, 21) осуществляется один раз в сутки при опросе счетчиков, синхронизация осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты СПО 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 СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e73b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты						Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ	Сервер БД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.10, ф.6-10-Г3	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	-	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
2	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.12, ф.6-12-Г3	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
3	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.14, ф.6-14-Г1	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
4	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.15, ф.6-15-Г3	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.19, ф.6-19-Г2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	-	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
6	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.23, ф.6-23-Г2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
7	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш., яч.36, ф.6-36-П	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
8	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш., яч.37, ф.6-37-Г2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
9	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш., яч.39, ф.6-39-П	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
10	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш., яч.41, ф.6-41-Г2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш., яч.43, ф.6-43-Г2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	-	УСЦБ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
12	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш., яч.46, ф.6-46-Г1	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
13	ПС 110/6 кВ «Северо-Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш., яч.48, ф.6-48-П	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
14	ВРУ-0,4 кВ от опоры №7 ВЛ 6 кВ ф.6-39-П, Территория АТП	ТШП 1500/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная	±1,5	±1,9
								Реактивная	±2,8	±3,3
15	ЯКНО 6 кВ №27 ООО «Завод по ремонт ГШО»	ТПЛ-10У3 200/5, КТ 0,5 ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
16	ЯКНО 6 кВ №26 АО «Шахта «Антоновская»	ТОЛ 10-1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3; КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	ЯКНО 6 кВ №25 (ТП-3) ООО «ЦОФ «Щедрухинская»	ТПЛ-10УЗ 100/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
18	ПС 110/6 кВ «Северо- Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.3, ф.6-3-Б	ТЛК-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
						Реактивная		±3,0	±3,8	
19	ПС 110/6 кВ «Северо- Байдаевская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш., яч.47, ф.6-47-Б	ТЛК-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
20	ПС 110/10 кВ «Опорная- 6», ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч.104	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000:√3/100:√3; КТ 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 рег. №17049-09	ИСС Рег. №71235-18		Активная	±1,5	±2,0
								Реактивная	±2,9	±3,4
21	ПС 110/10 кВ «Опорная- 6», ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.203	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000:√3/100:√3; КТ 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,5	±2,0
								Реактивная	±2,9	±3,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	ПС 35/6 кВ №1, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.19	ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	-	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
23	ПС 6/0,4 кВ №29, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.2	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМК-6-71 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
24	ПС 6/0,4 кВ №29, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.5	ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
25	ПС 6/0,4 кВ №29, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.10	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100; КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
26	ПС 6/0,4 кВ №29, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.12	ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
27	ПС 6/0,4 кВ №29, ЗРУ-6 кВ, ТСН, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,2
								Реактивная	±2,9	±3,7
28	ПКУ 6 кВ на опоре №62 ВЛ 6 кВ ф.6-47-Б от ПС 110/6 кВ «Северо- Байдаевская»	ТОЛ-СВЭЛ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000:√3/100:√3; КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная	±1,6	±2,1
								Реактивная	±2,9	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29	ПКУ 6 кВ на опоре №55 ВЛ 6 кВ ф.6-47-Б от ПС 110/6 кВ «Северо- Байдаевская»	ТОЛ-СВЭЛ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000:√3/100:√3; КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	,	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP Proliant DL160	Активная Реактивная	±1,6 ±2,9	±2,1 ±3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии 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 метрологических характеристик;
- 5 Допускается замена УСПД на аналогичное, утвержденного типа;
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа;
- 7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;
- 8 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);
- 9 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -45 до +40 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД (ЭКОМ-3000): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (УССВ-2): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (ИСС): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 165000 2 75000 24 74500 24 125000 0,5 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45 10

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи со счетчиками;

- резервирование используемых серверов.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательных коробок;

УСПД;

YCCB;

сервера;

- защита информации на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании;

счётчиков;

УСПД;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);

— о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерение приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (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	Тип	Количество, шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформатор напряжения	НТМК-6-71	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	30
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	7
Трансформатор тока	ТЛК-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	25
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство синхронизации системного времени	ИСС	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер БД	HP Proliant DL160	1
Формуляр-паспорт	06.2021.035-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	06.2021.035-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Шахта «Юбилейная», аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

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

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.07.2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне от 1 до 2500 Гц».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН: 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр. Советский, д. 6, офис 37

Телефон: (3842) 59-25-92

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312319.

