МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ (Росстандарт)

П Р И К А З

21 ноября 2024 г. № 2743

Москва

Об утверждении типов средств измерений

В соответствии с Административным регламентом по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений, утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2018 г. № 2346, п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить:

типы средств измерений, сведения о которых прилагаются к настоящему приказу;

описания типов средств измерений, прилагаемые к настоящему приказу.

2. ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест» внести сведения об утвержденных типах средств измерений согласно приложению к настоящему приказу в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, утвержденным приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28 августа 2020 г. № 2906.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р. Лазаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «_21_» ___ноября___ 2024 г. № _2743

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 ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220	Обозначение отсутствует	Е	93865-24	008	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	ЭСТ-МП-008-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220. Методика поверки»	4 года	Акционерное общество по электромонтажу электростанций и подстанций «ЭЛЕКТРОУРАЛМОНТАЖ», г. Екатеринбург	ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск	28.08.2024
2.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	93866-24	001	Индивидуальный предприниматель Тихонравов Ви-	Акционерное общество «Уральская фольга» (АО	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. Си-	4 года	Индивидуальный предприниматель Тихонравов Ви-	ООО «Спецэнергопроект» г. Москва	20.09.2024

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уральская фольга»					талий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич), г. Москва	«Уральская фольга»), Свердловская обл., г. Михайловск		стемы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»		талий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич), г. Москва		
3.	Преобразователи мощности	АКИП	С	93867-24	мод. АКИП-771710А: сер. № ZLG00050; мод. АКИП-771710Е: сер. № WIH08255; мод. АКИП - 781702F: сер. № QWLI013991	CEYEAR TECHNOLOGIES CO., LTD, Китай	CEYEAR TECHNOLOGIES CO., LTD, Китай	ОС	МП-ПР-26-2024 «ГСИ. Преобразователи мощности АКИП. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля» (АО «ПриСТ»), г. Москва	АО «ПриСТ», г. Москва	24.09.2024
4.	Трансформаторы тока	ТФУМ 330А-У1	Е	93868-24	2489, 2493, 2492, 3424, 3422, 3427, 3598, 3597, 3592, 3599, 3591, 3600	Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»), г. Запорожье	Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»), г. Запорожье	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»	4 года	Филиал Публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - «Киришская ГРЭС» (филиал ПАО «ОГК-2» - «Киришская ГРЭС») Ленинградская обл., г. Кириши	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва	18.07.2024
5.	Трансформаторы напряжения	UMZ17-1F	Е	93869-24	1YMP009UMZ04194, 1YMP009UMZ0418	ABB s.r.o, Чешская Республика	ABB s.r.o, Чешская Республика	ОС	ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ.	8 лет	Филиал Публичного акционерного об-	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва	21.06.2024

					8, 1YMP009UMZ0418 5, 1YMP009UMZ0419 0, 1YMP009UMZ0418 6, 1YMP009UMZ0418 9, 1YMP009UMZ0419 3, 1YMP009UMZ0419 6, 1YMP009UMZ0418 7				Трансформаторы напряжения. Методика поверки»		щества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - «Киришская ГРЭС» (филиал ПАО «ОГК-2» - «Киришская ГРЭС») Ленинградская обл., г. Кириши		
6.	Трансформаторы тока	ТПШФА	Е	93870-24	13535, 13958, 14054, 12766, 13950, 13655, 13954, 13393	Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (АО ВО «Электроаппарат»), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (АО ВО «Электроаппарат»), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»	4 года	Филиал Публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - «Киришская ГРЭС» (филиал ПАО «ОГК-2» - «Киришская ГРЭС») Ленинградская обл., г. Кириши	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва	19.06.2024
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энер-	Обозначение отсутствует	Е	93871-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ОС	МП 13-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерче-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир	18.09.2024

	гии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап)								ского учета электрической энергии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап). Методика поверки»				
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы»	Обозначение отсутствует	Е	93872-24	002	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»), г. Владимир	ОС	МП 11-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир	29.08.2024
9.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	93873-24	1312	Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»), г.	Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»), г.	ОС	МП СМО-2008-2024 «ГСИ. Система автоматизи-	4 года	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г.	АО «РЭС Групп», г. Владимир	20.08.2024

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОЭЗ «Санкт-Петербург»					Санкт-Петербург	Санкт-Петербург		рованная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОЭЗ «Санкт-Петербург». Методика поверки»		Владимир		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь	Обозначение отсутствует	Е	93874-24	002	Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром» (ООО «Трансэнерго-пром»), г. Москва	ОС	МП ЭПР-704-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»), г. Владимир	ООО «Энерго-ПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	05.09.2024
11.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	93875-24	124	Общество с ограниченной ответственностью «Элект-	Общество с ограниченной ответственностью «Астор»	ОС	МП 26.51/327/24 «ГСИ. Система	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Элект-	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	04.10.2024

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Астор»					роконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва	(ООО «Астор»), г. Ростов-на-Дону		автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Астор». Методика поверки»		роконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал»	Обозначение отсутствует	Е	93876-24	002	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»), г. Владимир	ОС	МП 12-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир	05.09.2024
13.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	93877-24	146	Общество с ограниченной ответственно-	Общество с ограниченной ответственно-	ОС	МИ 3000-2022 «Рекоменда-	4 года	Общество с ограниченной ответственно-	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва	02.10.2024

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кирскабель»	ствует				стью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й	стью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й		ция. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»		стью «Стройэнергетика» (ООО «Стройэнергетика»), г. Москва		
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НоваРолл-Н»	Обозначение отсутствует	Е	93878-24	А18	Общество с ограниченной ответственностью «Нова-Ролл-Недвижимость» (ООО «НоваРолл-Н»), Московская обл., г.Пушкино	Общество с ограниченной ответственностью «Нова-Ролл-Недвижимость» (ООО «НоваРолл-Н»), Московская обл., г.Пушкино	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ПЭСТ» (ООО «ПЭСТ»), г. Казань	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва	30.09.2024
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	93879-24	008	Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская Городская Муниципальная Энергосбытовая Компания» (ООО	Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская Городская Муниципальная Энергосбытовая Компания» (ООО	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. Системы автоматизированные информационно-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Связь и Энергетика» (ООО «Связь и Энергетика»), г. Москва	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва	14.10.2024

	энергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (АО НП «ПОДОЛЬСККА-БЕЛЬ»)					«РГМЭК»), г. Рязань	«РГМЭК»), г. Рязань		измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»				
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК»	Обозначение отсутствует	Е	93880-24	1261.16	Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»), г. Хабаровск	Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-2308-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»), г. Владимир	ООО «ПИКА», г. Владимир	23.08.2024
17.	Приборы	ИТИ1	С	93882-24	233050	Акционерное общество «Особое конструкторское бюро «Салют» (АО «ОКБ «Салют»), г. Новосибирск	Акционерное общество «Особое конструкторское бюро «Салют» (АО «ОКБ «Салют»), г. Новосибирск	ОС	МП-558.310556-2024 «ГСИ. Приборы ИТИ1. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Особое конструкторское бюро «Салют» (АО «ОКБ «Салют»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	14.10.2024

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93865-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 008. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии		
1	2	3	4	5	6	7
1	КВЛ 220 кВ Красноярская - ЦРП III цепь (Связь 3АТ)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КВЛ 220 кВ Енисей - ЦРП (Д-14)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	КВЛ 220 кВ ЦРП - ГПП-1,2 I цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	КВЛ 220 кВ ЦРП - ГПП-1,2 II цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	СВ-24-220	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
6	СВ-13-220	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	КВЛ 220 кВ Красноярская - ЦРП II цепь (Связь 2АТ)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	КВЛ 220 кВ Левобережная - ЦРП I цепь с отпайкой на ПС Зелёная (Д-5)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт =2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	КВЛ 220 кВ Левобережная - ЦРП II цепь с отпайкой на ПС Зелёная (Д-6)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	КВЛ 220 кВ ЦРП - ГПП-3,4 I цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	КВЛ 220 кВ ЦРП - ГПП-3,4 II цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	СВ-46-220	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
13	СВ-35-220	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
14	КВЛ 220 кВ Красноярская - ЦРП I цепь (Связь 1АТ)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	КВЛ 220 кВ КИСК - ЦРП (Д-15)	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
16	КВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - ЦРП I цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
17	КВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - ЦРП II цепь	LMZH-252 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 92544-24	SU 245/S кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37115-14	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ТСН-1 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5S Ктт = 1600/5 рег. № 81837-21	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ТСН-2 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5S Ктт = 1600/5 рег. № 81837-21	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-17 (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
18-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	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 рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-17 (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
18-19 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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	 от 99 до 101 от 1(2) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: 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(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от +1 до +35 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 220000 2 350000 0,5 100000 1
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 - сохранность данных при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 125 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчиков электроэнергии;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД.

– наличие защиты на программном уровне:
- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:
– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ	6
Трансформаторы тока	LMZH-252	51
Трансформаторы напряжения	SU 245/S	18
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	19
Устройства сбора и передачи информации	ЭКОМ-3000	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Формуляр	ЭСТ.008.ФСК.008.2024-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220», аттестованном ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314710 от 28.03.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 710-96-55
E-mail: info@fsk-ees.ru
Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 710-96-55
E-mail: info@fsk-ees.ru
Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
ИНН 2724235650
Адрес: 680014, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д. 3, оф. 312, оф. 314
Телефон: +7 (962) 500-81-51
E-mail: estandart27@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314580.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93866-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уральская фольга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уральская фольга» (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 (далее – счетчики), 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 «Уральская фольга», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-3 и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 по техническим средствам приема-передачи данных поступает на сервер БД верхнего, второго уровня системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации производится через удаленный АРМ субъекта ОРЭМ или с сервера БД верхнего уровня системы в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со второго уровня настоящей системы или с АРМ энергосбытовой организации по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

Сервер БД имеет возможность принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС.

УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи с УСВ, каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки по протоколу МЭК 1162 (NMEA 0183). Синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УСВ осуществляется при каждом цикле сравнения независимо от величины расхождения времени сервера и УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется встроенным программным обеспечением сервера БД во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения ±1 с и более сервер БД производит синхронизацию шкалы времени счетчиков с собственной шкалой времени сервера БД.

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

Журналы событий 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.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера БД, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погреш-ность, %	Погре-шность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦРП-6 кВ Уральская фольга, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11	ТШЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51675-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±4,1
2	ЦРП-6 кВ Уральская фольга, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.24	ТШЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51675-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±4,1
3	ЦРП-6 кВ Уральская фольга, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.29	ТШЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51675-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЦРП-6 кВ Уральская фольга, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.42	ТШЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51675-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±4,1
5	ПС 110 кВ Михайловская, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ ф. Компрессорная-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
6	ПС 110 кВ Михайловская, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.27, КЛ-6 кВ ф. Резерв	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
7	ПС 110 кВ Михайловская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16, КЛ-6 кВ ф. Водооборотка	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110 кВ Михайловская, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ ф. Компрессорная-2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,5
Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд I=0,02(0,05) $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-8 от +5 °С до +35 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений 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
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности cosφ – температура окружающей среды, °С	 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 cosφ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от –40 до +35 от –40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 70000 1
УСВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	 180000 2
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 40 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчиках и сервере;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– счетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ-НТЗ-10	12
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	12
Трансформатор напряжения	НОМ-6	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	1

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	НЭК.411711.141.01.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уральская фольга», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

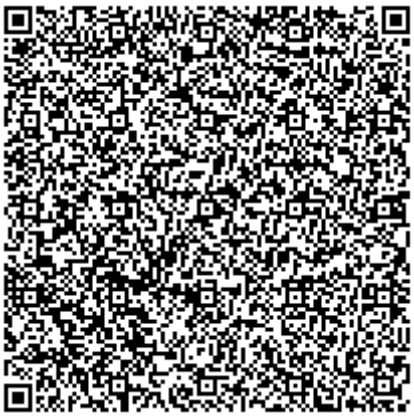
Акционерное общество «Уральская фольга» (АО «Уральская фольга»)
ИНН 6646010043
Юридический адрес: 623080, Свердловская обл., Нижнесергинский р-н, г. Михайловск, ул. Кирова, д. 2
Телефон: +7 (34398) 58-221
Факс: +7 (34398) 58-235
E-mail: Elena.Puzakova@rusal.com, Vladimir.Makarov2@rusal.com

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич)
ИНН 602713617396
Адрес: 121601, г. Москва, Филевский б-р, д. 39, кв. 77
Телефон: +7 (916) 771-08-53
E-mail: asdic@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93867-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи мощности АКИП

Назначение средства измерений

Преобразователи мощности АКИП (далее – преобразователи) предназначены для измерений средней мощности непрерывного сигнала и пиковой мощности импульсного сигнала ВЧ и СВЧ колебаний в коаксиальных трактах в комплекте с блоками измерительными.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на преобразовании электромагнитных колебаний ВЧ и СВЧ сигналов на диодном детекторе, в напряжение, пропорциональное мощности сигнала, его дальнейшем усилении, аналого-цифровом преобразовании, цифровой обработке и отображении на экране блока измерительного в виде значения измеряемой мощности. Поправочные коэффициенты, предназначенные для коррекции результатов измерений, хранятся во встроенном ППЗУ и используются блоками измерительными для расчета значения измеряемой мощности.

Конструктивно преобразователи представляют собой моноблоки продолговатой формы без органов управления и дисплея. На передней стенке корпуса измерительного преобразователя расположен коаксиальный соединитель, на задней – разъем для кабеля обмена измерительной информацией с блоком измерительным. Внутри корпуса установлена печатная плата с установленными на ней диодным детектором, контроллером, управляющим работой преобразователей, ППЗУ и вспомогательными электронными устройствами, обеспечивающими обмен измерительной информацией с блоками измерительными по кабелю.

Преобразователи выпускаются в десяти модификациях, которые различаются диапазонами измерения частоты и видом измеряемой мощности – средняя мощность непрерывного сигнала (АКИП-771710A, АКИП-771710D, АКИП-771710E, АКИП-771710F) и пиковая мощность импульсного сигнала (АКИП-781702D, АКИП-781703D, АКИП-781702E, АКИП-781703E, АКИП-781702F, АКИП-781703F).

Преобразователи предназначены для использования с измерительными блоками АКИП-72438PA, АКИП-72438PB, АКИП-72438CA и АКИП-72438CB.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям преобразователей предусмотрена пломбировка с помощью пломбы в виде наклейки между панелями. Пломба может устанавливаться производителем, ремонтной организацией, поверяющей организацией или организацией, эксплуатирующей данное средство измерений.

Знак поверки на преобразователи не наносится.

Серийный (заводской) номер, идентифицирующий каждый экземпляр преобразователей, в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится методом печати на корпус при помощи наклейки,

размещаемой на обратной стороне корпуса. Место нанесения заводского (серийного) номера представлено на рисунке 2.

Общий вид преобразователей, место нанесения знака утверждения типа и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.

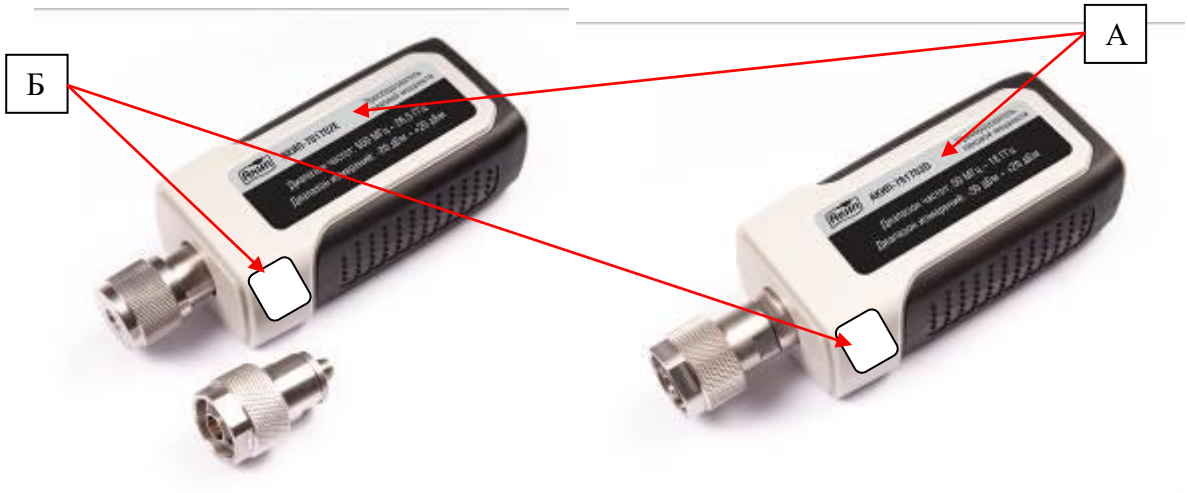


Рисунок 1 – Общий вид преобразователей, место нанесения знака утверждения типа (А) и схема пломбировки от несанкционированного доступа (Б)

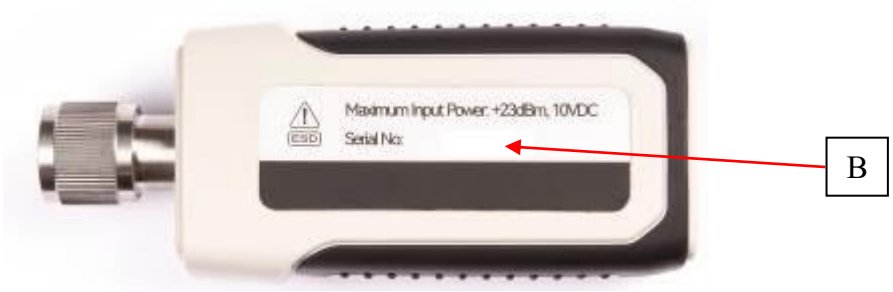


Рисунок 2 – Общий вид задней панели и место нанесения заводского номера (В)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
1		2
Тип коаксиального соединителя	АКИП-771710A АКИП-771710D АКИП-781702D АКИП-781703D	N – тип
	АКИП-771710E АКИП-781702E АКИП-781703E	3,5 мм
	АКИП-771710F АКИП-781702F АКИП-781703F	2,4 мм

Продолжение таблицы 1

1			2
Диапазоны рабочих частот, МГц	АКИП-771710A		от 0,09 до $12 \cdot 10^3$
	АКИП-771710D		от 10 до $18 \cdot 10^3$
	АКИП-781702D		от 50 до $18 \cdot 10^3$
	АКИП-781703D		
	АКИП-771710E		от 50,0 до $26,5 \cdot 10^3$
	АКИП-781702E		от 500 до $26,5 \cdot 10^3$
	АКИП-781703E		от 50 до $26,5 \cdot 10^3$
	АКИП-771710F		от 50 до $40 \cdot 10^3$
	АКИП-781702F		от 500 до $40 \cdot 10^3$
	АКИП-781703F		от 50 до $40 \cdot 10^3$
Диапазоны измерений мощности, дБм	АКИП-771710A		от -30 до +20
	АКИП-771710D		от -30 до +20
	АКИП-781702D		от -20 до +20
	АКИП-781703D		от -30 до +20
	АКИП-771710E		от -30 до +20
	АКИП-781702E		от -20 до +20
	АКИП-781703E		от -30 до +20
	АКИП-771710F		от -30 до +20
	АКИП-781702F		от -20 до +20
	АКИП-781703F		от -30 до +20
КСВН входа, в диапазоне частот, не более	АКИП-771710A	от 9 кГц до 12 ГГц	1,20
	АКИП-771710D	от 0,01 до 0,05 ГГц	1,35
		от 0,05 до 2 ГГц	1,15
		от 2,0 до 12,4 ГГц	1,2
		от 12,4 до 18,0 ГГц	1,26
	АКИП-781702D	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2 до 18 ГГц	1,26
	АКИП-781703D	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2,0 до 12,4 ГГц	1,26
		от 12,4 до 18,4 ГГц	1,26
	АКИП-771710E	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2,0 до 12,4 ГГц	1,20
		от 12,4 до 18,0 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
	АКИП-781702E	от 0,5 до 2,0 ГГц	1,15
		от 2 до 18 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
	АКИП-781703E	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2 до 18 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
	АКИП-771710F	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2,0 до 12,4 ГГц	1,20
		от 12,4 до 18,0 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
		от 26,5 до 40,0 ГГц	1,50

Продолжение таблицы 1

1			2
КСВН входа, в диапазоне частот, не более	АКИП-781702F	от 0,5 до 2,0 ГГц	1,15
		от 2 до 18 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
		от 26,5 до 40,0 ГГц	1,50
	АКИП-781703F	от 0,05 до 2,00 ГГц	1,15
		от 2 до 18 ГГц	1,26
		от 18,0 до 26,5 ГГц	1,35
		от 26,5 до 40,0 ГГц	1,50
Относительная погрешность измерений мощности, %[1)]	АКИП-771710A	от 9 кГц до 12 ГГц	±5
	АКИП-771710D	от 10 МГц до 18 ГГц	±5,5
	АКИП-781702D	от 50 МГц до 18 ГГц	±6
	АКИП-781703D	от 50 МГц до 18 ГГц	±6
	АКИП-771710E	от 50 МГц до 18 ГГц	±5,5
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±6,9
	АКИП-781702E	от 500 МГц до 18 ГГц	±6
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±7
	АКИП-781703E	от 50 МГц до 18 ГГц	±6
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±7
	АКИП-771710F	от 50 МГц до 18 ГГц	±5,5
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±6,9
		от 26,5 до 40,0 ГГц	±7,9
	АКИП-781702F	от 500 МГц до 18 ГГц	±6
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±7
		от 26,5 до 40,0 ГГц	±8,5
	АКИП-781703F	от 50 МГц до 18 ГГц	±6
		от 18,0 до 26,5 ГГц	±7
		от 26,5 до 40,0 ГГц	±8,5
Примечание [1)] – с учетом погрешности измерительного блока			

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	0,25
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм	140×35×50
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	 от +15 до +25 85
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от 0 до +40 80 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа
наносится на переднюю панель преобразователей методом печати на наклейке и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средств измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Преобразователи мощности АКИП [1)]	-	-
Руководство по эксплуатации (CD-диск)	-	1
Примечание [1)] – количество и модификации по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте «Режимы измерений и измерительные функции» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

Стандарт предприятия «Преобразователи мощности АКИП».

Правообладатель

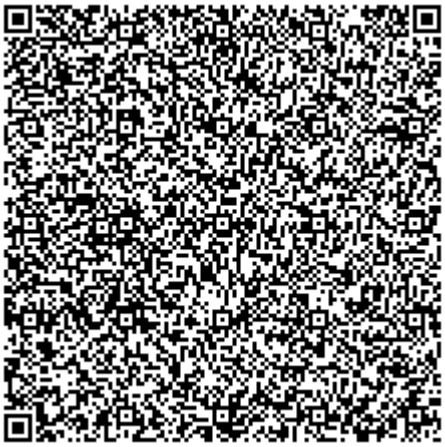
CEYEAR TECHNOLOGIES CO., LTD, Китай
Адрес: No.98, Xiangjiang Road, Qingdao, China
Телефон: +86 532 86896691
Web-сайт: www.ceyear.com

Изготовитель

CEYEAR TECHNOLOGIES CO., LTD, Китай
Адрес: No.98, Xiangjiang Road, Qingdao, China

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля» (АО «ПриСТ)
Адрес: 111141, г. Москва, ул. Плеханова, д. 15А
Телефон: +7(495) 777-55-91
Факс: +7(495) 640-30-23
E-mail: prist@prist.ru
Web-сайт: http://www.prist.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314740.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93868-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФУМ 330А-У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФУМ 330А-У1 (далее – 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.

Конструктивно трансформаторы тока состоят из опорного одноступенчатого устройства, которое состоит из первичной и вторичных обмоток, помещённых в фарфоровую покрышку. Главная изоляция нанесена на вторичные обмотки. Выводы вторичных обмоток подключены к контактной коробке, закрепленной на баке трансформаторов тока.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФУМ 330А-У1 с зав. №№ 2489, 2493, 2492, 3424, 3422, 3427, 3598, 3597, 3592, 3599, 3591, 3600.

Заводской номер нанесён на маркировочную табличку методом штамповки в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов тока с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы тока в обязательном порядке не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	3600, 3591, 3599, 3592, 3597, 3598	3427, 3422, 3424, 2492, 2493, 2489
Номинальное напряжение, кВ	330	
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	2000	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1	
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos $\varphi_2 = 0,8$), В·А	50	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 (диапазон рабочих температур, °С)	У1 (от -45 до +40)

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку методом штамповки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФУМ 330А-У1	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте в разделе 3 «Методы измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»)

Адрес юридического лица: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 13

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 13

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93869-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения UMZ17-1F

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения UMZ17-1F (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для преобразования высокого напряжения промышленной частоты в цепях с номинальным напряжением 6 кВ с целью его использования для учёта электроэнергии и в цепях защиты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте без существенных потерь мощности.

Трансформаторы напряжения – однофазные, заземляемые, электромагнитные, с литой изоляцией, со встроенным защитным предохранительным устройством.

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из блока, состоящего из магнитопровода, залитого компаундом на основе эпоксидной смолы, из одной первичной и двух вторичных обмоток.

Высоковольтный вывод первичной обмотки снабжен защитным предохранительным устройством с плавкой вставкой. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке, закрепленной на основании и закрываемой съемной изоляционной пломбируемой крышкой. На узкой боковой стенке корпуса размещена маркировочная табличка с указанием технических данных.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения UMZ17-1F с зав. №№ 1YMP009UMZ04194, 1YMP009UMZ04188, 1YMP009UMZ04185, 1YMP009UMZ04190, 1YMP009UMZ04186, 1YMP009UMZ04189, 1YMP009UMZ04193, 1YMP009UMZ04196, 1YMP009UMZ04187.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку типографским методом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов напряжения представлен на рисунке 1. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломбирование изоляционной крышки. Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения в обязательном порядке не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов напряжения

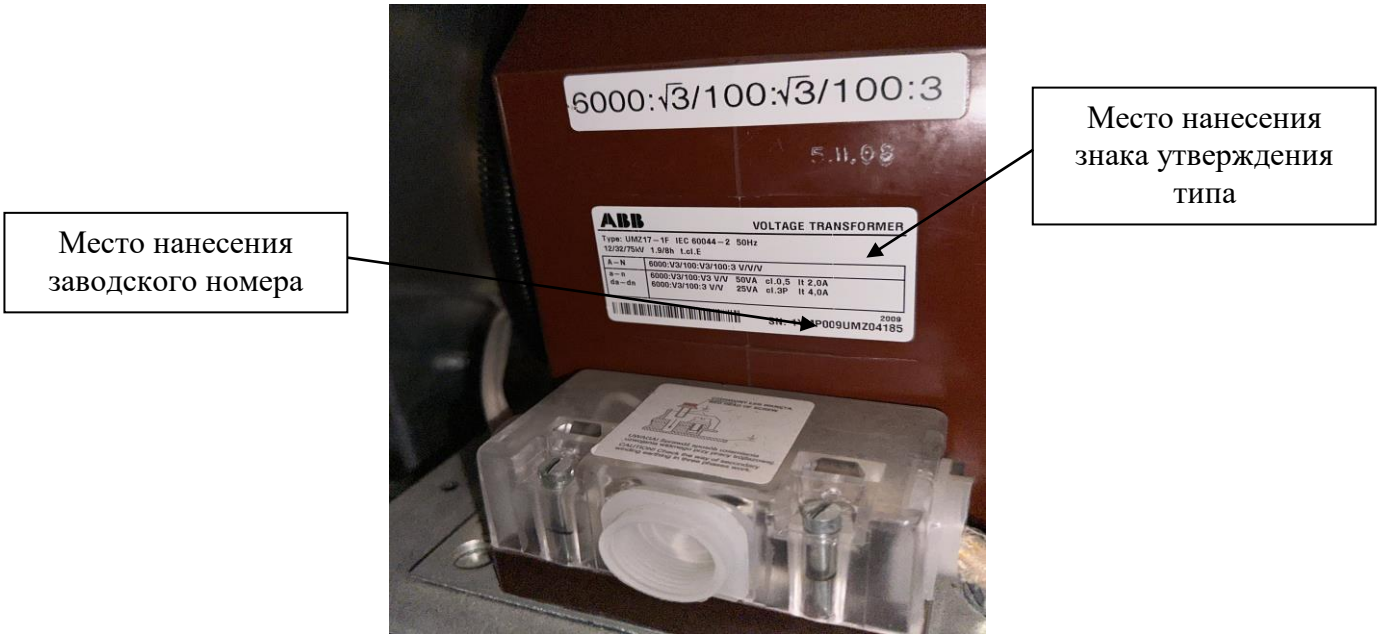


Рисунок 2 – Места нанесения знака утверждения типа и нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	6000/√3
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/√3
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3
Класс точности основной вторичной обмотки для измерений по ГОСТ 1983	0,5
Класс точности дополнительной вторичной обмотки для защиты по ГОСТ 1983	3P
Номинальная мощность основной вторичной обмотки для измерений при коэффициенте мощности (cos φ) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	50
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки при коэффициенте мощности (cos φ) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	25
Номинальная частота напряжения сети $f_{ном}$, Гц	50

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -10 до +40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения	UMZ17-1F	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте в разделе 3 «Методы измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 0,1/√3 до 750/√3 кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

ABB s.r.o, Чешская Республика
Адрес юридического лица: Videnska 117, 619 000 Brno, Czech Republic

Изготовитель

ABB s.r.o, Чешская Республика
Адрес: Videnska 117, 619 000 Brno, Czech Republic

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)
Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17
Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93870-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПШФА

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПШФА (далее – 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.

Конструктивно трансформаторы тока состоят из магнитопровода, собранного из кольцеобразно намотанных лент электротехнической стали, расположенных на фарфоровом изоляторе, который закреплен в металлической панели. Постоянная первичная обмотка отсутствует и создается шиной распределительного устройства, пропускаемой сквозь изолятор на месте установки.

Вторичная обмотка намотана в виде трех секций на сердечниках магнитопровода.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТПШФА с зав. №№ 13535, 13958, 14054, 12766, 13950, 13655, 13954, 13393.

Заводской номер нанесён на маркировочную табличку методом штамповки в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов тока представлен на рисунке 1. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2. Нанесение знака поверки на трансформаторы тока в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) трансформаторов тока не предусмотрено



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока

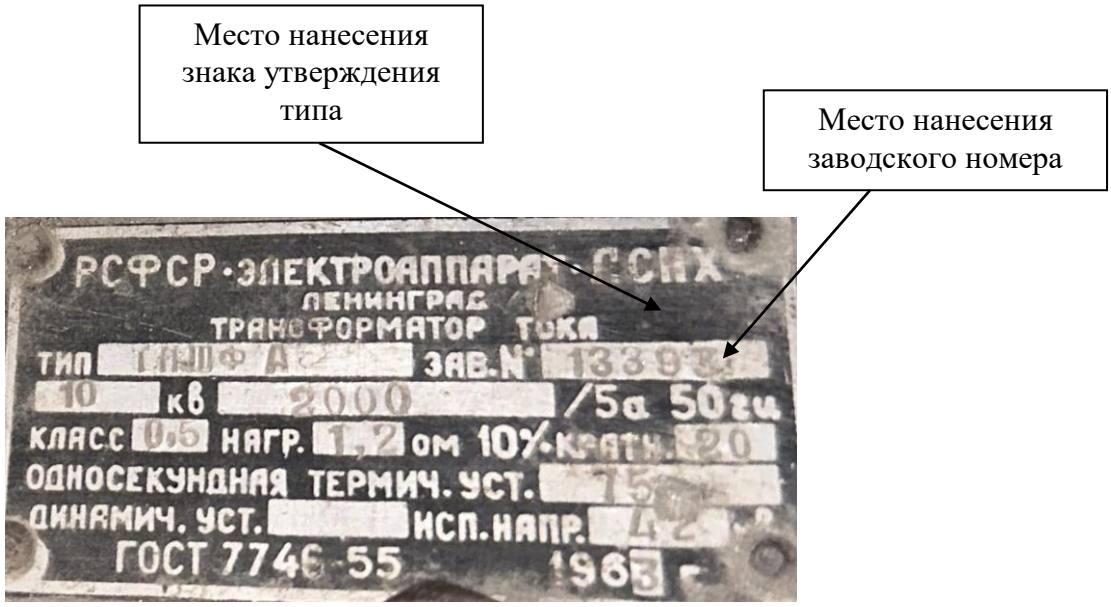


Рисунок 2 – Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	400×400×700
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	 от -40 до +40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку методом штамповки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФА	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте в разделе 3 «Методы измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (АО ВО «Электроаппарат»)

Адрес юридического лица: 199106, г. Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7, лит. И, оф. 1

Изготовитель

Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (АО ВО «Электроаппарат»)

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7, лит. И, оф. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93871-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной, реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную информационно-измерительная систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется непрерывно. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется при каждом цикле сравнения независимо от величины расхождения шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ±2 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ПС 110/10 кВ № 77 «Сельмаш» яч. № 29	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 110/10 кВ № 77 «Сельмаш» яч. № 50	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	ПС 110/10 кВ № 77 «Сельмаш» яч. № 102	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
4	ПС 110/10 кВ № 77 «Сельмаш» яч. № 139	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	1,2	1,9	3,1	1,7	2,5	3,5
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	2,9	2,1	4,3	3,9
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	4,6	3,0	5,6	4,4

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ±5 с

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0{,}95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - 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	 320000 3 20000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках и сервере;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	8
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 509.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) (Центр обработки данных 3 этап)», аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара, аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 14.08.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

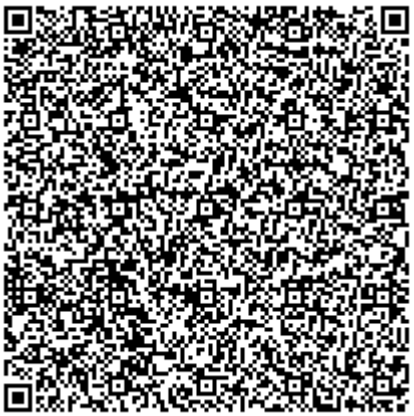
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93872-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 002 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	РУ-0,4 кВ РНС-1А, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	РУ-0,4 кВ РНС-1А, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ № 2	ТТЕ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
3	РУ-0,4 кВ РНС-1А, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ № 3	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
4	ТП-9/20 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 5, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
5	ТП-9/20 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
6	ТП-9/20 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК Элит	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-97/з 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, ввод 6 кВ	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
8	ТП-97/з 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 16, ввод 6 кВ	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
9	ВРУ-0,4 кВ ГСК Дружба-2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
10	ВРУ-0,4 кВ ГСК Сантехник, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
11	ВРУ-0,4 кВ ПК Лада, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
12	ТП-12/5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-96	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
13	ТП-12/5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
14	ТП-12/5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК Элит	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ГКНС-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1, ввод 10 кВ	ТОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
16	ГКНС-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16, ввод 10 кВ	ТОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
17	ГКНС-3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 3, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Ищенко	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
18	ВОС-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7, ввод 10 кВ	ТПОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
19	ВОС-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, ввод 10 кВ	ТПОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
20	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 8, ввод 6 кВ	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 22, ввод 6 кВ	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
22	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21, ввод 6 кВ	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
23	НВС-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ввод 6 кВ	ТОЛ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
24	НВС-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 14, ввод 6 кВ	ТОЛ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
25	РП-10 кВ ВОС-2, 1 СШ 10 кВ, яч. 8, ввод 1	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
26	РП-10 кВ ВОС-2, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 2, ввод 10 кВ	ТОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
27	РП-10 кВ ВОС-2, 2 СШ 10 кВ, яч. 22, ввод 2	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ВРУ-0,4 кВ КНС-27/3, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ № 1	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
29	ВРУ-0,4 кВ КНС-27/3, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ № 2	ТОП 0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
30	РУ-0,4 кВ КНС б. Орса, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
31	ВРУ-0,4 кВ Пождепо, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
32	ВРУ-0,4 кВ скважина № 1, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
33	ВРУ-0,4 кВ скважина № 2, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
34	ВРУ-0,4 кВ КНС Школа № 1, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
35	ВРУ-0,4 кВ КНС Сизо, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ВРУ-0,4 кВ МУП Горводоканал ЦТП 9/5, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
37	ВРУ-0,4 кВ МУП Горводоканал ЦТП 10/4, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
38	РУ-0,4 кВ КНС Совхозная, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2.2 от ТП-61/х 10 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
39	РУ-0,4 кВ КНС Совхозная, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-61/х 10 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
40	РУ-0,4 кВ КНС Совхозная, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 3.2 от ТП-61/х 10 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
41	РУ-0,4 кВ КНС Совхозная, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2.1 от ТП-61/х 10 кВ	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
42	РУ-0,4 кВ КНС Совхозная, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 3.1 от ТП-61/х 10 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	ВРУ-0,4 кВ КНС Магистральная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
44	ВРУ-0,4 кВ КНС гостиница Самотлор, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
45	ВРУ-0,4 кВ КНС Энтузиастов, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
46	ВРУ-0,4 кВ КНС Пож. депо, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
47	ВРУ-0,4 кВ КНС п. Ударный, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-96	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
48	КТПН-К/18 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП 0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
49	КТПН-К/18 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК Монтажник	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
50	ТП-146/3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
51	ТП-146/3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
52	ТП-146/3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Пилипака и Компания	ТТЕ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
53	ВРУ-0,4 кВ КНС Восточная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-К-4 10 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
54	ВРУ-0,4 кВ КНС Восточная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 3 от ТП-К-4 10 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
55	ВРУ-0,4 кВ КНС Восточная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 и № 4 от ТП-К-4 10 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
56	РП-10 кВ Подземный водозабор, 1 СШ 10 кВ, яч. 20, ввод 1 с ПС Водозабор	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
57	РП-10 кВ Подземный водозабор, 1 СШ 10 кВ, яч. 22, ввод 3 с ПС Эмтор	ТОЛ10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
58	РП-10 кВ Подземный водозабор, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, ввод 2 с ПС Эмтор	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
59	РП-10 кВ Подземный водозабор, 2 СШ 10 кВ, яч. 8, ввод 4 с ПС Водозабор	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
60	РУ-6 кВ НС-1, 2 СШ 6 кВ, яч. 17, ввод 1 с ПС Медвежья	ТОЛ-10-I 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
61	РУ-6 кВ НС-1, 1 СШ 6 кВ, яч. 2, ввод 2 с ПС Вах	ТОЛ-10-I 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
62	РУ-6 кВ № 8, 1 СШ 6 кВ, ввод 1	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
63	РУ-6 кВ № 8, 2 СШ 6 кВ, ввод 2	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
64	ВРУ-0,4 кВ КНС Поликлиника, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
65	ВРУ-0,4 кВ КНС Хоккейный корт, КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП 10 кВ	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
66	ВРУ-0,4 кВ КНС Хоккейный корт, КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП 10 кВ	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
67	РУ-6/0,4 кВ № 8, РУ-0,4 кВ, ШУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АО Самотлорнефтегаз	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
68	ЩР-0,4 кВ ЗАО Авторесурс, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 3; 12; 13; 29; 30; 36; 43; 47; 48; 53; 54 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
2; 4 - 6; 9 - 11; 17; 28; 35; 37 - 42; 44 - 46; 49 - 52; 64 - 66 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
7; 8; 15; 16; 25 - 27; 56 - 59 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
14; 31 - 34; 55; 67; 68 (Счетчик 1)	$0{,}1I_б \le I \le I_{макс}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0{,}05I_б \le I < 0{,}1I_б$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
18 - 24; 60 - 63 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6
1; 3; 12; 13; 29; 30; 36; 43; 47; 48; 53; 54 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	4,3	2,6	5,5	4,3
2; 4 - 6; 9 - 11; 17; 28; 35; 37 - 42; 44 - 46; 49 - 52; 64 - 66 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0{,}02I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	4,5	2,9	5,7	4,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7; 8; 15; 16; 25 - 27; 56 - 59 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,9	1,4	3,9	3,7
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,7	4,2	3,8
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	4,3	2,6	5,5	4,3
14; 31 - 34; 55; 67; 68 (Счетчик 2)	$0{,}1I_б \le I \le I_{макс}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0{,}05I_б \le I < 0{,}1I_б$	2,5	2,5	6,6	6,6
18 - 24; 60 - 63 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	4,4	2,7	5,6	4,4
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ±5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0{,}95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	68
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	3
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШП	9
Трансформатор тока	ТТЕ	6
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	72
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТШП 0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ 10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТЛК	6
Трансформатор тока	ТОЛ	6
Трансформатор тока	ТОП 0,66	18
Трансформатор тока	ТОЛ10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	24
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	66
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 287.01.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Нижневартовские коммунальные системы», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.314933 от 07.10.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

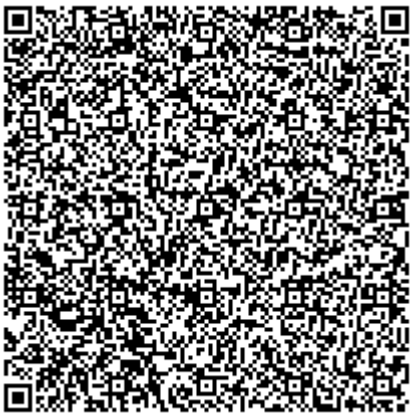
Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924
Юридический адрес: 600017, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, оф. 404.405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93873-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОЭЗ «Санкт-Петербург»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОЭЗ «Санкт-Петербург» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), 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), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

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 посредством каналообразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ±1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, 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 (№ 1312) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

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 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
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 - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РТП-1 10 кВ, РУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
2	РТП-1 10 кВ, РУ-10 кВ яч.17	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
3	РТП-2 10 кВ, РУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
4	РТП-2 10 кВ, РУ-10 кВ яч.17	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
5	РТП-3 10 кВ, РУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	РТП-3 10 кВ, РУ-10 кВ яч.17	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
7	РТП-4 10 кВ, РУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
8	РТП-4 10 кВ, РУ-10 кВ яч.17	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
9	ТП 2-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Северо-Западного таможенного управления	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	–	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
10	ТП 2-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Северо-Западного таможенного управления	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	–	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 при cos φ = 0,8 инд, I=0,02·Iном и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от –40 °С до +65 °С.

4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – 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, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

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	10
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ – температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от –45 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – 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	 120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 45 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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
– изменения значений результатов измерений;
– изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД.
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
–счётчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера БД;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счётчика;
– сервера БД.
Возможность коррекции времени в:
– счётчиках (функция автоматизирована);
– сервере БД (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о состоянии средств измерений;
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	24
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1312 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОЭЗ «Санкт-Петербург», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель
Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)
ИНН 7812013775
Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н
Телефон: (812) 334-76-01
E-mail: pes@pes.spb.ru
Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

Изготовитель
Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)
ИНН 7812013775
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н
Телефон: (812) 334-76-01
E-mail: pes@pes.spb.ru
Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

Испытательный центр
Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93874-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение часов сервера с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера от УСВ осуществляется при расхождении показаний более ±1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется независимо от величины расхождения.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls. dll	Check Data Integrity. dll	Coml ECFunctio ns.dll	ComModbu sFunctions. dll	Com StdFunct ions.dll	DateTimeP rocessing.d ll	Safe Values DataUp- date.dll	Simple Verify Data Statuses. dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.9									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E 0072ACF E1C7972 69B9DB1 5476	E021CF 9C974D D7EA91 219B4D 4754D5 C7	BE77C56 55C4F19F 89A1B412 63A16CE 27	AB65EF4 B617E4F7 86CD87B 4A560FC9 17	EC9A864 71F3713E 60C1DA D056CD6 E373	D1C26A2 F55C7FEC FF5CAF8 B1C056F A4D	B6740D34 19A3BC1 A4276386 0BB6FC8 AB	61C1445 BB04C7 F9BB42 44D4A0 85C6A3 9	EFCC55E 91291DA 6F805979 32364430 D5	013E6FE 1081A4 CF0C2D E95F1B B6EE64 5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 10	ТЛШ-10УЗ Кл.т 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: A; B; C	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
2	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 37	ТПЛШ-10 Кл.т 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: A; B; C	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
3	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТЛШ-10УЗ Кл.т 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: A; B; C	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
4	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 34	ТЛШ-10УЗ Кл.т 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: A; B; C	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ на ТП-185	ТПЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
6	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ на ТП-185	ТПЛ-10 Кл.т 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
7	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-10-М Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
8	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
9	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
10	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 38, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 42	ТПЛ-10-М Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
12	РУ-2 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ на ТП-409	ТПФ10 Кл.т 0,5 75/5 Рег. № 517-50 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,9
13	РУ-4 6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
14	РУ-4 6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ на ТП-877	ТПЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,9
15	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
16	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 21	ТПОЛ-10 Кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,8	2,5 6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ ПДЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 27	ТПОЛ-10 Кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,8	2,5 6,3
18	ПС 110 кВ ПДЗ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 УЗ Кл.т 0,5 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	-	ПСЧ-4ТМ.05М.10 Кл.т 0,5S Рег. № 36355-07			Актив-ная	1,0	3,3
19	ПС 110 кВ ПДЗ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т 0,5 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	-	ПСЧ-4ТМ.05М.10 Кл.т 0,5S Рег. № 36355-07			Актив-ная	1,0	3,3
20	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. 6, КЛ-0,4 кВ ИП Кобринчук Ю. А.	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
21	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр. № 6, КЛ-0,4 кВ ГСК Урал	ТТИ-30 Кл.т 0,5S 200/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
22	ТП-26 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ГСК Ротор	ТТИ-30 Кл.т 0,5S 200/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	Силовая сборка-0,4 кВ цеха № 10, КЛ-0,4 кВ ООО ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт	ТТИ-А Кл.т 0,5S 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
24	Силовой шкаф 0,4 кВ у здания проф-кома, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
25	ЭЩ-0,4 кВ ИП Гаврилов А.Н., ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 204 ARTM2-02 DPOBHR Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
26	ЭЩ-0,4 кВ Бли-жина С.В., ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
27	ЭЩ-0,4 кВ ИП Во-ронцова С.В., ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т 0,5S 50/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
28	ЭЩ-0,4 кВ АО ВолгаУралТранс, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. 3, КЛ-0,4 кВ ИП Емелина Г.А.	ТТИ-30 Кл.т 0,5S 200/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	FRONT RACK	Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
30	КТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 4, КЛ-0,4 кВ ГСК Урал 2	ТТИ-А Кл.т 0,5S 200/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
31	ТП-26 6 кВ, ЩУ-0,4 кВ ГСК Кривозерье, КЛ-0,4 кВ ГСК Кривозерье	ТТИ-30 Кл.т 0,5S 200/5 Рег. № 81837-21 Фазы: A; B; C	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,1	3,4 5,8
32	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр. № 3, КЛ-0,4 кВ Бикунов Ю. А.	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
33	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр. № 4, КЛ-0,4 кВ Куликов А.В.	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
34	ТП-34 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр. № 8, КЛ-0,4 кВ Пешков О.В.	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реактив-ная	1,0 2,0	3,6 7,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 16, 17, 21-23, 27, 29-31 для силы тока 2 % от Iном, для остальных ИК – для силы тока 5 % от Iном; cosφ = 0,8инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	34
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 16, 17, 21-23, 27, 29-31	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 16, 17, 21-23, 27, 29-31	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от -10 до +35
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от -10 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчика типа СЭТ-4ТМ.03:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и Меркурий 236:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчика типа Меркурий 234 и Меркурий 204:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М и СЭТ-4ТМ.03М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типов Меркурий 234, Меркурий 204, Меркурий 236:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера:	
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: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчиков:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках.
– журнал сервера:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках и сервере;
  пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  счетчиков электрической энергии;
  промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  испытательной коробки;
  сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчиков электрической энергии;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10УЗ	9
Трансформаторы тока	ТПЛШ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	10
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	ТПФ10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-30	12
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-А	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6УТ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	7
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	7
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 204	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	FRONT RACK	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭП.411714.АИИС.030 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Пензадизельмаш», 2 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

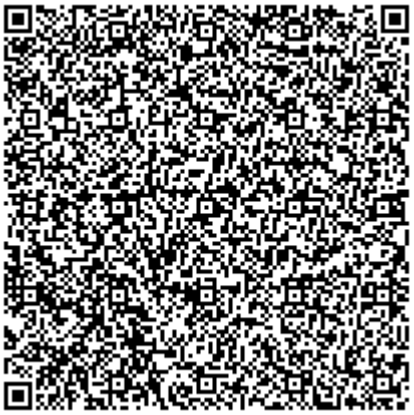
Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром» (ООО «Трансэнергопром»)
ИНН 7731411714
Адрес: 123317, г. Москва, ул. Литвина-Седого, д. 4, стр. 1
Юридический адрес: 115035, г. Москва, Садовническая ул., д. 24, стр. 6, помещ. 6
Телефон: (495) 103-45-72

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»)
ИНН 3328030900
Адрес: 600022, г. Владимир, ул. Ставровская, д. 4, кв. 386
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: zevladimir33@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93875-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Астор» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. 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 мин.;
– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАК АО «АТС», с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ±1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ±1 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 124 нанесен на маркировочную табличку типографским способом, которая крепится на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ. Дополнительно заводской номер АИИС КУЭ 124 указан в паспорте-формуляре.

Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значения
Номер версии (идентификационный номер) ПО	ac_metrology.dll
Идентификационное наименование ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	ТП 1772 6 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3, Ввод 6 кВ Т1	ТЛК-10 150/5 кл. т. 0,5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП 1772 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2, Ввод 6 кВ Т2	ТЛК-10 150/5 кл. т. 0,5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
3	ТП 1772 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.0, Ввод 6 кВ Т3	ТОЛ-НТЗ 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 69606-17	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	

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 таблице 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.

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

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ± (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ± (δ) %
3	Активная Реактивная	1,1 2,8	1,8 3,2
1, 2	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,0 4,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).

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

3. Границы погрешности результатов измерений приведены:

– для нормальных условий: при cos φ = 0,9 и силе тока равной 100 % от $I_{1\ ном}$;

– для рабочих условий: при cos φ = 0,8 и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 10 °С до плюс 30 °С, а также силе тока равной 2 % от $I_{1\ ном}$ для ИИК, содержащих трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S, и 5 % от $I_{1\ ном}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия:	
параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102
– ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
– коэффициент мощности	0,9
– частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды, °С	от плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– ток, % от $I_{ном}$	
– для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S	от 2 до 120
– для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5	от 5 до 120
– коэффициент мощности cos φ (sin φ)	от 0,5 $_{инд.}$ до 1 от 0,8 $_{емк.}$ до 1
– частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от минус 40 до плюс 40
температура окружающей среды для счетчиков, °С	от минус 40 до плюс 40
температура окружающей среды для сервера ИВК, °С	от плюс 10 до плюс 35
атмосферное давление, кПа	от 80,0 до 106,7
относительная влажность, %, не более	98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	 165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

– в журнале событий счётчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике.
– в журнале событий сервера ИВК:
  – параметрирования;
  – коррекции времени.
– коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

– установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
– сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛК-10	6
	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.124.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО »Астор». 69729714.411713.124.МВИ, аттестованном ФБУ »Самарский ЦСМ», г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

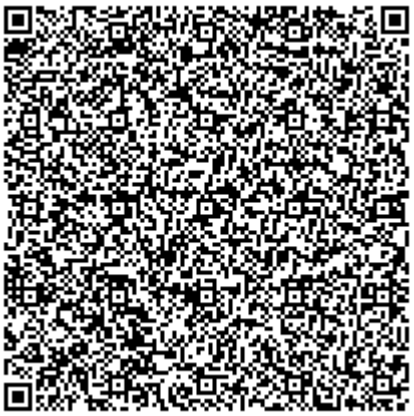
Общество с ограниченной ответственностью «Астор» (ООО «Астор»)
ИНН 6168016690
Юридический адрес: 344082, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, пр-кт Буденновский, д. 49/97
Телефон: (863) 251 22 36

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»)
ИНН 7705939064
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9
Телефон: (916) 295 36 77
E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: (910) 403 02 89
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93876-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 002 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-63 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-16 (ввод № 1)	ТТЕ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	ТП-63 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-16 (ввод № 2)	ТТЕ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
3	ТП-117 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-13 (ввод № 1)	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
4	ТП-117 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-13 (ввод № 2)	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
5	ВРУ-0,4 кВ скважина № 1 (Куст № 1), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
6	ВРУ-0,4 кВ скважина № 2 (Куст № 1), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВРУ-0,4 кВ скважина № 3 (Куст № 1), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
8	ВРУ-0,4 кВ скважина № 14, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
9	ВРУ-0,4 кВ скважина № 30, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
10	ВРУ-0,4 кВ скважина № 4 (Куст № 2), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
11	ВРУ-0,4 кВ скважина № 6 (Куст № 2), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
12	ВРУ-0,4 кВ скважина № 43 (Куст № 2), СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
13	ВРУ-0,4 кВ скважина № 42а, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
14	ВРУ-0,4 кВ скважина № 7, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
15	ВРУ-0,4 кВ скважина № Р-2, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ВРУ-0,4 кВ скважина № 22, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
17	ВРУ-0,4 кВ скважина № 25, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
18	ВРУ-0,4 кВ скважина № 32, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
19	ВРУ-0,4 кВ скважина № 33, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
20	ВРУ-0,4 кВ скважина № 37, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
21	ВРУ-0,4 кВ скважина № 35, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
22	ВРУ-0,4 кВ скважина № 27, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
23	ВРУ-0,4 кВ скважина № 29, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ВРУ-0,4 кВ скважина № Р-5, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
25	ВРУ-0,4 кВ скважина № 19, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
26	ВРУ-0,4 кВ скважина № 47, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
27	ВРУ-0,4 кВ скважина № 18, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
28	ВРУ-0,4 кВ скважина № Р-7, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
29	ВРУ-0,4 кВ скважина № 23, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
30	ВРУ-0,4 кВ скважина № 24, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
31	ВРУ-0,4 кВ скважина № Р-4, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
32	ВРУ-0,4 кВ КНС-8, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	ВРУ-0,4 кВ КНС-12, СШ 0,4 кВ, ввод № 1	ТТЕ 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
34	ВРУ-0,4 кВ КНС-12, СШ 0,4 кВ, ввод № 2	ТТЕ 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
35	ВРУ-0,4 кВ КНС-9, СШ 0,4 кВ, ввод № 1	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
36	ВРУ-0,4 кВ КНС-9, СШ 0,4 кВ, ввод № 2	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
37	ВРУ-0,4 кВ скважин № 1, № 2, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЕ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
38	ТП-143 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
39	ТП-93 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	ВРУ-0,4 кВ ПВС 5, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
41	ВРУ-0,4 кВ административного здания, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
42	ТП-290 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
43	ТП-289 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
44	ТП-291 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
45	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-208 (ввод № 1)	ТТК 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56994-14	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
46	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-208 (ввод № 2)	Т-0,66 У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-208а (ввод № 1)	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
48	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-208а (ввод № 2)	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
49	ТП-48 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-213 (ввод № 1)	ТТК 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56994-14	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
50	ТП-48 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-213 (ввод № 2)	ТТК 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56994-14	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
51	ВРУ-0,4 кВ НС-213, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Промгаз	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
52	ВРУ-0,4 кВ НС-213, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Морозов	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
53	ТП-148 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-213а (ввод № 1)	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ТП-148 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ НС-213а (ввод № 2)	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
55	ВРУ-0,4 кВ НС-213а, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Стего	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
56	ВРУ-0,4 кВ НС-213а, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Трос-Авто	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
57	ТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф. 1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
58	ТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ф. 1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
59	ВРУ-0,4 кВ НС-212, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
60	ВРУ-0,4 кВ КНС-5, СШ 0,4 кВ, ввод № 1	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	ВРУ-0,4 кВ КНС-5, СШ 0,4 кВ, ввод № 2	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
62	ТП-207 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
63	ТП-1802 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-3	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
64	ТП-163 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КНС-7	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
65	ТП Горка 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
66	ТП Горка 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
67	РУ-10 кВ Городские очистные сооружения, СШ 10 кВ, яч. 15	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
68	РУ-10 кВ Городские очистные сооружения, СШ 10 кВ, яч. 3	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
69	ВРУ-0,4 кВ КНС-16, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК-10	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
70	ВРУ-0,4 кВ КНС-16, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК-16	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
71	ВРУ-0,4 кВ КНС-13, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Гришкин А.Г.	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
72	ВРУ-0,4 кВ НС-213, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Носков	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная
73	РП-102 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
74	РП-102 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 28	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

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 таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 - 7; 10; 11; 16 - 21; 24; 25; 32 - 34; 37 - 39; 42 - 51; 53; 54; 59 - 61 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
8; 9; 12 - 15; 22; 23; 26 - 31; 63; 69 - 72 (Счетчик 1)	$0{,}1I_б \le I \le I_{макс}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0{,}05I_б \le I < 0{,}1I_б$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
35; 36; 40; 41; 52; 55 - 58; 62; 64 - 66 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
67; 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
73; 74 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6
1 - 7; 10; 11; 16 - 21; 24; 25; 32 - 34; 37 - 39; 42 - 51; 53; 54; 59 - 61 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0{,}02I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	4,5	2,9	5,7	4,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
8; 9; 12 - 15; 22; 23; 26 - 31; 63; 69 - 72 (Счетчик 2)	$0,1I_б \le I \le I_{макс}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,05I_б \le I < 0,1I_б$	2,5	2,5	6,6	6,6
35; 36; 40; 41; 52; 55 - 58; 62; 64 - 66 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,3	2,6	5,5	4,3
67; 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,05I_{1ном}$	4,6	3,0	5,8	4,5
73; 74 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,4	2,7	5,6	4,4
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ±5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	74
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_{ном}$	от 5 до 2000
- частота, Гц	от 49,5 до 50,5
- коэффициент мощности cosφ	от 0,5 инд. до 0,8 емк.
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 0 до +40
магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	3
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:
- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТТЕ	72
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТТИ	12
Трансформатор тока	Т-0,66	27
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	30
Трансформатор тока	ТТК	9
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	74
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 271.01.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Ульяновскоблводоканал», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.314933 от 07.10.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924
Юридический адрес: 600017, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, оф. 404.405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93877-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кирскабель» (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, двухуровневую 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 (далее – счетчики), 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), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-3 и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

ИВК предназначен для автоматизированного сбора, хранения и обработки результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов.

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 сервер БД по беспроводным (GSM/GPRS) каналам связи, 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.

Передача информации в АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ с использованием электронно – цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ, осуществляется с сервера ИВК (либо АРМ) по каналу связи с протоколом TCP/IP по сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Также сервер ИВК может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS).

Корректировка часов ИВК выполняется автоматически, от УСВ при расхождении более чем на ±1 с. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ±2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 146.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Кирс, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.16, ЛЭП №2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ТЕ3000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7
2	ПС 110 кВ Кирс, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, Ф.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ТЕ3000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7
3	ПС 110 кВ Кирс, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2, Ф.12	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ТЕ3000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7
4	ПС 110 кВ Кирс, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.23, Ф.16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ТЕ3000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Кирс, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.27, ЛЭП №1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ТЕ3000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0{,}8$ инд, $I=0{,}05\ I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-5 от 0 °С до +40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений 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
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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 Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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	 220000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - 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 45 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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;

Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера.
Возможность коррекции времени в:
– счетчиках (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ3000.01	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.146-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кирскабель», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, оф. 4012
Телефон: +7 (495) 980-59-00
Факс: +7 (495) 980-59-08
E-mail: info@ies-garant.ru
Web-сайт: www.ies-garant.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259
Адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, оф. 4012
Телефон: +7 (495) 980-59-00
Факс: +7 (495) 980-59-08
E-mail: info@ies-garant.ru
Web-сайт: www.ies-garant.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93878-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НоваРолл-Н»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НоваРолл-Н» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «НоваРолл-Н», сбора, хранения и обработки 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 (далее – счетчики), 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), включающий в себя сервер ООО «НоваРолл-Н» (далее – сервер) с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 сервер, 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.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается УСВ. УСВ обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере БД.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ±1 с.

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.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ А18.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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 ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Мамонтовская №685 РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2	ПС 110 кВ Мамонтовская №685 РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3	ТП-1352 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ, л. 794	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART 2-00 P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег.№ 64242-16 Зав. № 1106	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
4	ТП-1352 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ, л. 793	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART 2-00 P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Игумновская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч. 14ш, КЛ 6 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	А 1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
6	Игумновская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч. 23ш, КЛ 6 кВ	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
7	ТП-1033 РУ 0,4 кВ ввод тр-ра №1	ТТИ-125 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
8	ТП-1033 РУ 0,4 кВ ввод тр-ра №2	ТТИ-125 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
Пределы допускаемой погрешности (Δ) СОЕВ АИИС КУЭ UTC (SU), с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд $I=0,02(0,05)\cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 8 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 устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.

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

7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.

8 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

9 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 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 и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -25 до +35 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - 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	 120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 45 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	3
Трансформатор тока	ТТИ-125	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART 2-00 P	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	А18.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НоваРолл-Н», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

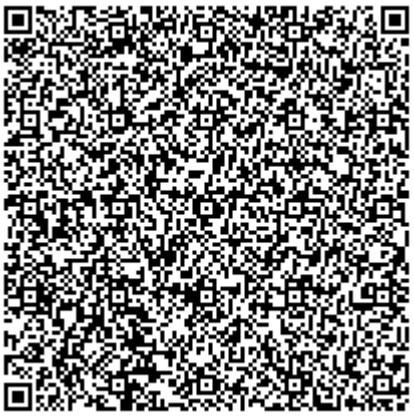
Общество с ограниченной ответственностью «НоваРолл-Недвижимость» (ООО «НоваРолл-Н»)
ИНН 5038190046
Юридический адрес: 141205, Московская обл., г.Пушкино, Кудринское ш., д. 2а, стр .5, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 993-60-41
Факс: 8 (495) 993-60-44
E-mail: info@novaroll.ru
Web-сайт: novaroll.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НоваРолл-Недвижимость» (ООО «НоваРолл-Н»)
ИНН 5038190046
Адрес: 141205, Московская обл., г.Пушкино, Кудринское ш., д. 2а, стр. 5, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 993-60-41
Факс: 8 (495) 993-60-44
E-mail: info@novaroll.ru
Web-сайт: novaroll.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93879-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (АО НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (АО НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ») (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, трёхуровневую 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 (далее – счетчики), 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) ИВКЭ, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ – сервер ООО «РГМЭК», промежуточный сервер АИИС КУЭ – сервер ПАО «Россети Московский регион», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройства синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-3, программные обеспечения (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора, хранения и обработки результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) № 1, № 2, № 3 состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Измерительные каналы № 4, № 5 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.

Для ИК № 1, № 2, № 3 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы, промежуточном сервере АИИС КУЭ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется с промежуточного сервера АИИС КУЭ, либо АРМ, с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP по сети Internet в виде xml-файлов формата 80020.

Для ИК № 4, № 5 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы сервера БД АИИС КУЭ, где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ, в АО «СО ЕЭС» и в заинтересованные организации осуществляется с сервера БД АИИС КУЭ, либо АРМ, по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP по сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020, 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Также сервер ИВК может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии.

Для синхронизации шкалы времени с национальной шкалой времени UTC(SU) АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК.

АИИС КУЭ оснащена УСВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS).

Корректировка часов ИВК выполняется автоматически, от УСВ при расхождении более чем на ±1 с. Корректировка часов ИВКЭ выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в ИВКЭ и промежуточном сервере АИИС КУЭ на величину более чем на ±2 с.

Корректировка часов счетчиков ИК № 1, № 2, № 3 выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчиках и ИВКЭ на величину более чем на ±2 с. Корректировка часов счетчиков ИК № 4, № 5 выполняется автоматически в случае

расхождения времени часов в счетчиках и сервере БД АИИС КУЭ на величину более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии содержат сведения о коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий УСПД и серверов АИИС КУЭ содержат сведения о коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции указанных устройств или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 008.

Программное обеспечение

В сервере БД АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в промежуточном сервере АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которых входят модули, указанные в таблицах 1.1 и 1.2. ПО ПК «Энергосфера» и ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера» и ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение (сервер БД АИИС КУЭ ООО «РГМЭК»)
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение (сервер АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион»)
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 19.05.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» и ПО «АльфаЦЕНТР» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/ УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ Гулево, РУ-6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ ф.15	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 84823-22; Рег. № 64242-16/ RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3
2	ПС 220 кВ Гулево, РУ-6 кВ, 1 сек 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ ф.20	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3
3	ПС 220 кВ Гулево, РУ-6 кВ, 2 сек 6 кВ, яч.21, КЛ-6 кВ ф.21	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5, КЛ-6 кВ в сторону ТП-9 6 кВ ООО Рассвет	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
5	ТП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ в сторону ТП-9 6 кВ ООО Рассвет	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд, I=0,05 $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-5 от 0 °С до +40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений 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
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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 и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 90000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут., не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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 счетчика:
  – 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:
  – счетчика;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД;
  – сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  – счетчика;
  – УСПД;
  – сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПОФ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-14	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РГМЭК.008-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (АО НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ»)», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

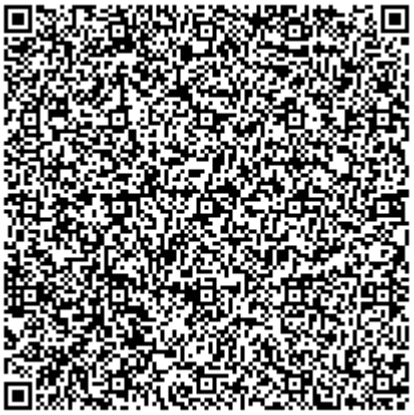
Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская Городская Муниципальная Энергосбытовая Компания» (ООО «РГМЭК»)
ИНН 6229054695
Юридический адрес: 390000, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Радищева, д. 61
Телефон: +7 (4912) 27-40-42
Факс: +7 (4912) 27-56-28
E-mail: info@rgmek.ru
Web-сайт: www.rgmek.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская Городская Муниципальная Энергосбытовая Компания» (ООО «РГМЭК»)
ИНН 6229054695
Адрес: 390000, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Радищева, д. 61
Телефон: +7 (4912) 27-40-42
Факс: +7 (4912) 27-56-28
E-mail: info@rgmek.ru
Web-сайт: www.rgmek.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93880-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

– автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;

– периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери

– информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

– автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные

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 электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных ARIS-2803 (далее – УСПД), устройства синхронизации времени (далее – УСВ), входящие в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН , хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежесуточно формирует и отправляет с использованием электронной подписи с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ, входящие в состав УСПД, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивают автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ±1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов конкретного УСПД, который проводит их опрос. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ±2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД в составе ИК № 1-10. Коррекция

часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ±1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий УСПД и сервера БД отражают: время (дату, 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 (№ 1261.16) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «ТЕЛЕСКОП+» 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 «ТЕЛЕСКОП+».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	 f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.1Р 6 кВ, яч.17	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
2	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.2Р 6 кВ, яч.3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
3	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.3Р 6 кВ, яч.1, Ф-107	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
4	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.4Р 6 кВ, яч.17, Ф-207	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
5	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС Билайн	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС МТС	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
7	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС Мегафон	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
8	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, РУСН 0,4 кВ ОПУ, Ф-0,4 кВ в сторону ИП Сальникова В.Г.	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
9	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.3Н 0,4 кВ, Ф-0,4 кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
10	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.6Н 0,4 кВ, Ф-0,4 кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
11	РУ 0,4 кВ ПНС-814, ввод 0,4 кВ Ф-3, Ф-7	Т-0,66УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 26198-03	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
12	ПС 6 кВ ПНС-813, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 6 кВ ПНС-813, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
14	ПС 6 кВ ПНС-813, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
15	ПС 6 кВ ПНС-813, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
16	РУ 0,4 кВ ПНС-817, ввод 0,4 кВ Ф-1, Ф-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
17	ПС 110 кВ Энергомаш, РУ 6 кВ, 7с 6 кВ, яч.55, Ф-55 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
18	ПС 110 кВ Энергомаш, РУ 6 кВ, 8с 6 кВ, яч.63, Ф-63 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
19	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 9, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 8, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
21	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 2, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
22	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 15, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
23	ПС 6 кВ ПНС-111, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.13	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
24	ПС 6 кВ ПНС-111, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС 6 кВ ПНС-111, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
26	ПС 6 кВ ПНС-111, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
27	ПС 6 кВ ПНС-922, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.7	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6У4 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
28	ПС 6 кВ ПНС-922, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6У4 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
29	ПС 6 кВ ПНС-922, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
30	ПС 6 кВ ПНС-922, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
31	РУ 0,4 кВ ПНС-816, ввод 0,4 кВ Ф-3, Ф-9	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ГРЩ1 0,4 кВ ПНС-626, Панель 2, Ф-1	ТТЭ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32501-08	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
33	ГРЩ1 0,4 кВ ПНС-626, Панель 4, Ф-4	ТТЭ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32501-08	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
34	РУ 0,4 кВ ПНС-623, ввод 0,4 кВ Ф-5, Ф-9, Ф-14, Ф-16	ТТЭ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 32501-08	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
35	РУ 6 кВ ПНС-650, 1с 6 кВ, яч.1, Ф-10	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
36	РУ 6 кВ ПНС-650, 2с 6 кВ, яч.15, Ф-5	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
37	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.1	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.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
38	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.11	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 38395-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.2	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.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
40	ПС 6 кВ ПНС-324, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
41	ПС 6 кВ ПНС-324, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
42	ПС 10 кВ ПНС-334, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.3	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
43	ПС 10 кВ ПНС-334, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.16	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
44	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
45	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
47	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-4	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
48	ПС 6 кВ ПНС-172, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
49	ПС 6 кВ ПНС-172, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
50	ПС 6 кВ ПНС-172, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
51	ПС 6 кВ ПНС-172, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
52	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.13	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
54	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 3с 6 кВ, яч.23	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
55	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 4с 6 кВ, яч.32	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
56	ПС 6 кВ ПНС-315, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
57	ПС 6 кВ ПНС-315, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
58	ПС 6 кВ ПНС-184 Кубяка, РУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч.6, Ф-31	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
59	ПС 6 кВ ПНС-184 Кубяка, РУ-6 кВ, 3с-6 кВ, яч.7, Ф-6	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 φ = 0,8инд, I=0,02(0,05)·Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от –40 °С до +60 °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – 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, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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	59
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ – температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-17) – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – 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	 140000 220000 2 125000 24 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 113 40 45 5 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:
  – связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  – коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  – формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
  – отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  – перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
– журнал УСПД:
  – ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
  – попыток несанкционированного доступа;
  – связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  – перезапусков ИВКЭ;
  – фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  – результатов самодиагностики;
  – отключения питания;
– журнал сервера БД:
  – изменения значений результатов измерений;
  – изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
  – параметрирования;
  – факт и величина коррекции времени;
  – пропадания питания;
  – замена счетчика;
  – полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– счётчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о состоянии средств измерений;
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10, ТПЛ-10У3	15
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	7
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	45
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	9
Трансформаторы тока	Т-0,66У3	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	6
Трансформаторы тока	ТТН 100	12
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ, ТТЭ-60	9
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-6У3	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6У3	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7
Трансформаторы напряжения измерительные	НТМК-6У4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	27
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	30
Контроллер многофункциональный	ARIS-2803	2
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1261.16 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

.

Правообладатель

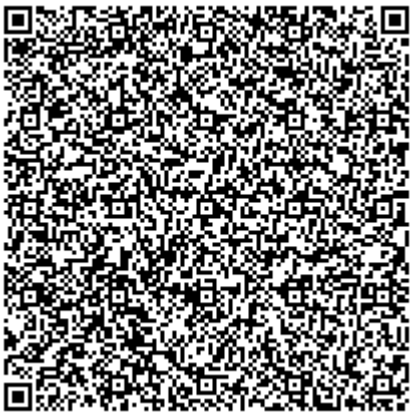
Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49
Телефон: +7 (4212) 30-49-14
Факс: +7 (4212) 26-43-87

Изготовитель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49
Телефон: +7 (4212) 30-49-14
Факс: +7 (4212) 26-43-87

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»)
ИНН 3328009874
Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93882-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы ИТИ1

Назначение средства измерений

Приборы ИТИ1 (далее по тексту – ИТИ1) предназначены для измерений краевых телеграфных искажений, скорости телеграфирования и формирования испытательного телеграфного сигнала.

Описание средства измерений

Принцип действия ИТИ1 основан на сравнении значащих моментов принимаемого телеграфного сигнала с расчётными (идеальными) значениями, полученными программным способом в персональной электронно-вычислительной машине (далее по тексту ПЭВМ) с использованием программного обеспечения. ИТИ1 обеспечивают приём и формирование телеграфных сигналов в однополосном и двухполосном режимах работы.

ИТИ1 состоят из блока контроля БК ИТИ1 и соединительных кабелей для подключения БК ИТИ1 к объекту контроля. ИТИ1 работают под управлением внешней ПЭВМ.

Тип корпуса ИТИ1 это металлический корпус с расположенной сверху ручкой для переноски. Элементы корпуса окрашены в серый и белый цвет. Доступ к внутренним частям ИТИ1 отсутствует. Конструкция ИТИ1 обеспечивает высокую защиту от несанкционированной настройки и вмешательства. Все элементы регулировки, которые могут повлиять на метрологические характеристики ИТИ1 и программируемые микроконтроллеры расположены на модулях, установленных внутри корпуса. Программирование микроконтроллеров, обеспечивающих цифровую обработку входного сигнала и связь между БК ИТИ1 и управляющим ПВЭМ, осуществляется через технологический разъем на плате соответствующих модулей. Доступ к модулям невозможен без нарушения пломб. Корпус опломбирован с помощью пломбировочных чашек с пластилином под крепёжными винтами с оттиском клейма производителя или поверительного клейма. На корпусе расположены только разъёмы для подключения и функциональные кнопки. Основное управление ИТИ1 осуществляется с установленной на ПВЭМ программой. Обеспечивается нанесение знака поверки в месте доступном для просмотра.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на алюминиевую табличку, которая с помощью заклёпок крепится к корпусу ИТИ1.

Питание блока контроля БК ИТИ1 осуществляется от сети переменного тока.

ИТИ1 относятся к ремонтируемым изделиям.

Общий вид ИТИ1 представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ИТИ1

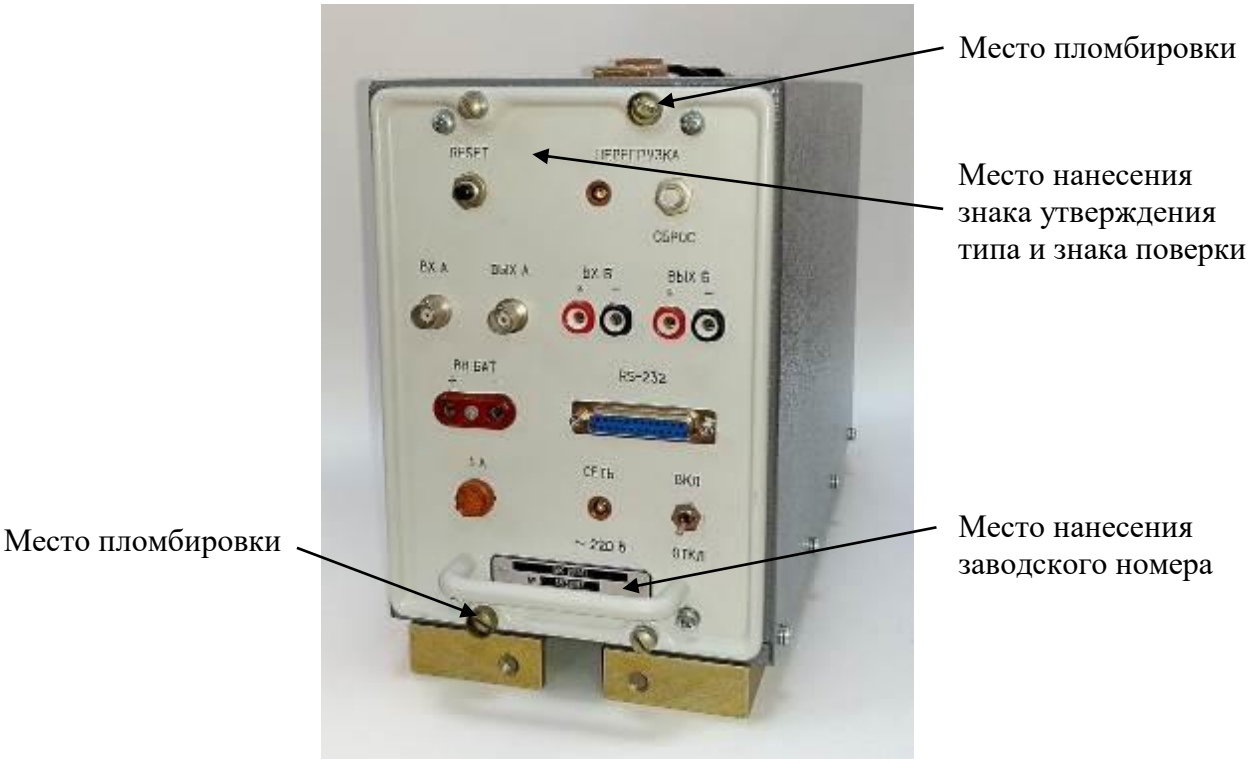


Рисунок 2 – Общий вид блока контроля ИТИ1

Определено место нанесения знака утверждения типа и поверительного клейма (рисунок 2).

Программное обеспечение

ПО является автономным и метрологически значимым. Команды и данные, введённые через интерфейс пользователя СИ не оказывают недопустимое влияние на метрологически значимое ПО. Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – средний (согласно ПР 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Прибор ИТИ1
Номер версии (идентификационный номер ПО): - версия ПО для ОС Windows - версия ПО для ОС Astra Linux	 не ниже v.2.1.2.4 не ниже v.1.2.3.0
Цифровой идентификатор (значение хэш-функции) ПО: - версия ПО для ОС Windows - версия ПО для ОС Astra Linux	 08d434126a48597ebd5716e55de701b4 76daaca83c89b75ef038e78874bf20f1
Алгоритм вычисления значения хэш-функции исполняемого кода	MD5

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Доступ к внутренним частям БК ИТИ1 исключён путём опломбировании корпуса (рисунок 2).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности вносимых телеграфных искажений в формируемый испытательный телеграфный сигнал, %, не более	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности установки скорости телеграфирования испытательного телеграфного сигнала на фиксированных скоростях 50; 75; 100; 150; 250; 300; 500; 600; 1000; 1200; 2000; 2400 Бод, %, не более	± 0,3
Диапазон измерения краевых искажений телеграфных сигналов тестов 1/1, 1/2, 1/3, 1/6, 2/1, 3/1, 6/1, тестов «РЫ», «Р» и «Ы» (по коду МТК-2) при синхронной передаче и степени стартстопных искажений при стартстопной передаче, на скоростях телеграфирования 50; 75; 100; 150; 250; 300; 500; 600; 1000; 1200; 2000; 2400 Бод, %	до 50 включительно

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование и единица измерения характеристики	Номинальное значение	Предельное отклонение
1 Параметры формируемого испытательного телеграфного сигнала: - напряжение по выходу канала А на нагрузке 4,5 кОм, В а) «нажатие +» б) «нажатие –»	 3,7 не более 0,4	 ± 1,3
- напряжение по выходу канала Б, В:		
а) однополюсный сигнал 20 В на нагрузке 1 кОм «нажатие +»	20	+ 8 минус 6
б) однополюсный сигнал 20 В на нагрузке 1 кОм «нажатие –»	не более 1	
в) однополюсный сигнал 60 В на нагрузке 3 кОм «нажатие +»	60	± 15
г) однополюсный сигнал 60 В на нагрузке 3 кОм «нажатие –»	не более 1	

Продолжение таблицы 3

Наименование и единица измерения характеристики	Номинальное значение	Предельное отклонение
д) двухполюсный сигнал ± 20 В на нагрузке 1 кОм «нажатие +»	20	+ 8 минус 6
е) двухполюсный сигнал ± 20 В на нагрузке 1 кОм «нажатие –»	минус 20	+ 6 минус 8
ж) двухполюсный сигнал ± 60 В на нагрузке 3 кОм «нажатие +»	60	± 15
з) двухполюсный сигнал ± 60 В на нагрузке 3 кОм «нажатие –»	минус 60	± 15
- ток на выходе канала Б при работе с внешней батареей напряжением до 120 В, мА:		
а) сигнал «нажатие +»	не менее 50	
б) сигнал «нажатие –»	не более 1	
2 Входное сопротивление по входу канала А, кОм	4,50	± 0,45
3 Входное сопротивление по входу канала Б, кОм		
	0,10	± 0,02
	1,00	± 0,20
	3,00	± 0,50
	не менее 30	
Напряжение питания от сети переменного тока, В	от 198 до 242	
Частота сети питания, Гц	от 47,5 до 52,5	
Потребляемая мощность, В·А, не более	50	
Габаритные размеры блока контроля БК ИТИ1, мм, не более - длина - ширина - высота	 380 160 240	
Масса блока контроля БК ИТИ1, кг, не более	9	
Условия эксплуатации Прибора ИТИ1: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, при температуре 25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от минус 10 до плюс 50 98 от 84 до 106	

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	6
Средняя наработка на отказ, ч	10000

Знак утверждения типа

наносится на корпус блока контроля БК ИТИ1 методом гравировки и на титульный лист формуляра ИТИ1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИТИ1

Наименование	Обозначение	Кол-во
Прибор ИТИ1	ИТИ1	1
ПО ИТИ1 (на компакт-диске)	7532698.00131-01 (для работы под ОС Microsoft Windows)	1
	ШГЛИ.00166-01 (для работы под ОС Astra Linux)	1*
Кабель (L=1,5 м)	ШГЛИ.685621.712	1**
Кабель (L=3 м)	ШГЛИ.685621.712-01	1**
Кабель	ШГЛИ.685621.805	2*
Кабель	ШГЛИ.685621.822	1
Кабель	ШГЛИ.685628.070	1
Кабель	ШГЛИ.685661.084	2*
Вставка плавкая ВП1-1В 1 А 250 В	ОЮ0.480.003 ТУ-Р	1
Прибор ИТИ1. Руководство по эксплуатации. Часть 1	ШГЛИ.411167.002 РЭ	1
Прибор ИТИ1. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Альбом схем.	ШГЛИ.411167.002 РЭ1	1
Прибор ИТИ1. Формуляр.	ШГЛИ.411167.002 ФО	1
* Поставляется по требованию заказчика и оговаривается в договоре на поставку. ** Длина кабеля (вариант исполнения) уточняется при заказе и оговаривается в договоре на поставку.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Руководстве по эксплуатации, часть 1, п.3.2.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 18627-73 «Приборы для измерения краевых искажений стартстопных и синхронных сигналов. Типы и основные параметры»;

Прибор ИТИ1. Технические условия ШГЛИ.411167.002 ТУ.

Правообладатель

Акционерное общество «Особое конструкторское бюро «Салют» (АО «ОКБ «Салют»)
ИНН 5402512720
Адрес юридического лица: 6300049, г. Новосибирск, ул. Красный пр-кт, д. 153

Изготовитель

Акционерное общество «Особое конструкторское бюро «Салют» (АО «ОКБ «Салют»)
ИНН 5402512720
Адрес: 6300049, г. Новосибирск, ул. Красный пр-кт, д. 153

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, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц: № RA.RU.310556.

