

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 64367-16

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая» (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, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1669. Заводской номер указывается в паспорте - формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте - 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

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Узловая – Советская II цепь с отпайкой на ПС Западная	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Узловая – Советская I цепь с отпайкой на ПС Западная	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Узловая – Юго-Восточная с отпайками	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Узловая – Орловская Районная с отпайками	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
5	ВЛ 110 кВ Узловая – Змиёвка с отпайкой на ПС Свердловская	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
6	ВЛ 110 кВ Узловая – Становой Колодезь	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ 110 кВ Узловая – Кромская №1 с отпайками	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 CTB-01 рег. № 49933-12	
8	ВЛ 110 кВ Узловая – Кромская №2 с отпайками	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ВЛ 110 кВ Узловая – Нарышкинская с отпайкой на ПС Южная	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ОВ-110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	ВЛ 110 кВ Узловая – Химмаш I цепь	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
12	ВЛ 110 кВ Узловая – Химмаш II цепь	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 56255-14	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23748-02	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
13	ВЛ 35 кВ Орел - Звягинки	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 150/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
14	КЛ 6 кВ № 337 Орловский машиностроительный завод	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 32139-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
15	КЛ 6 кВ № 309 ТТУ, Орловский машиностроительный завод	ТПОЛ10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	КЛ 6 кВ № 311 КТП-1	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	CTB-01 рег. № 49933-12
17	КЛ 6 кВ № 329 КТП-2	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
18	КЛ 6 кВ № 297 ЗАО Корпорация ГРИНН	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
19	КЛ 6 кВ № 335 ЗАО Корпорация ГРИНН	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
20	КЛ 6 кВ № 300 ЗАО Корпорация ГРИНН	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 51623-12	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
21	КЛ 6 кВ № 339 ЗАО Корпорация ГРИНН	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 51623-12	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
22	КЛ 6 кВ № 301 Орловская промышленная компания	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
23	КЛ 6 кВ № 305 ООО Мессина	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
24	КЛ 6 кВ № 308 ООО Мессина	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
25	КЛ 6 кВ № 310 Стройиндустрия	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
26	КЛ 6 кВ № 313 АО Орелоблэнерго	ТПОЛ10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	КЛ 6 кВ № 315 Стройиндустрия	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	CTB-01 рег. № 49933-12
28	КЛ 6 кВ № 319 Орловская промышленная компания	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
29	КЛ 6 кВ № 320 Дормаш	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
30	КЛ 6 кВ № 321 ООО Мессина	ТПОЛ10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
31	КЛ 6 кВ ТТУ фид. 322	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
32	КЛ 6 кВ № 323 ООО Мессина	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
33	КЛ 6 кВ № 324 Стройиндустрия	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
34	КЛ 6 кВ № 327 Стройиндустрия	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
35	ВЛ 220 кВ Орловская Районная – Узловая с отпайкой на ПС Керама Марацци	СА 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 23747-02	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 14626-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
11, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
13, 14, 17 – 25, 27 – 29, 32 – 35 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
15, 16, 26, 30, 31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
11, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
13, 14, 17 – 25, 27 – 29, 32 – 35 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
15, 16, 26, 30, 31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
11, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
13, 14, 17 – 25, 27 – 29, 32 – 35 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
15, 16, 26, 30, 31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
11, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
13, 14, 17 – 25, 27 – 29, 32 – 35 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
15, 16, 26, 30, 31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	36 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	33 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	СА 245	3 шт.
Трансформатор напряжения	UTD 123	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	35 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.053.02.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая»». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 66218-16

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 260
ПСП «Черновское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское» (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью расходомеров-счетчиков массовых. Выходные электрические сигналы расходомеров-счетчиков массовых поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, размещенных в отопляемом блок-боксе, стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления, системы дренажа нефти.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS (далее – РМ)	50998-12
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Датчики температуры 644	39539-08

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-01; 15644-06; 52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05; 14557-10; 14557-15
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	38623-11
Контроллер программируемый логический PLC Modicon	18649-09
Преобразователи измерительные модели D1000	44311-10
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-08
Установка трубопоршневая «Сапфир МН» (далее – ТПУ)	41976-09

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматические измерения плотности, вязкости и объемной доли воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки РМ с применением ТПУ и ПП;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на блок-боксе СИКН, методом металлографии согласно рисунку 2.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на фланцевых соединениях РМ предусмотрены места для установки пломб. Пломбировка осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, согласно рисунку 2.

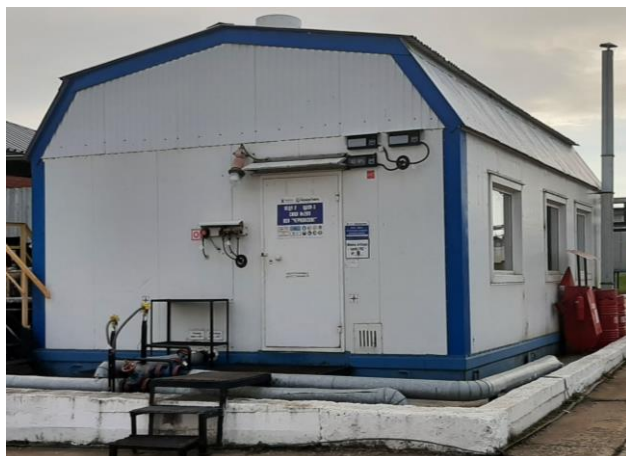


Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера, знака утверждения типа, знака поверки и места установки пломб

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК (основного и резервного)	ПО АРМ оператора (основного и резервного)
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	OMS260
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09с/09с	1.41
Цифровой идентификатор ПО	a78d	A611D0C7

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2, 3	ИК массового расхода и массы нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	РМ	ИВК	от 10 до 170	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений						

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 10 до 170
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Потребляемая мощность, кВА, не более	40
Габаритные размеры блок-бокса СИКН, мм, не более: - высота - ширина - длина	3900 6300 10500
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура окружающего воздуха в блок-боксе СИКН, °С, не менее	от -48 до +37 +5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +45
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 850 до 950
Вязкость кинематическая измеряемой среды, сСт, не более	40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом, а также на маркировочную табличку.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское», заводской № 6	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СИКН4.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.15062).

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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СистемНефтеГаз» (ООО «СНГ»)

ИНН 0265033883

Адрес: 452613, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Космонавтов, д. 61, к. 1

Телефон: (34767) 3-43-60

Факс: (34767) 3-43-60

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 66746-17

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1821. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-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

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино I цепь с отпайкой на ПС Радий (ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино 1 с отп.)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино II цепь с отпайкой на ПС Радий (ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино 2 с отп.)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на ПС Доброе 1 СШ (ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отп. 1 СШ)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на ПС Доброе 2 СШ (ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отп. 2 СШ)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково I цепь (ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково 1)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково II цепь (ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково 2)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 - Мирная с отпайкой на ПС Окружная	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Мирная - Русиново с отпайками	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово I цепь с отпайкой на ПС Протва (ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово 1 с отп.)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово II цепь с отпайкой на ПС Протва (ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово 2 с отп.)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78903-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Малоярославец - Мирная 1СШ	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 86728-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Малоярославец - Мирная 2СШ	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 86728-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	КЛ 6 кВ № 16	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	КЛ 6 кВ № 15	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	КЛ 6 кВ № 20	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
16	КЛ 6 кВ № 1	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	КЛ 6 кВ № 14	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	КЛ 6 кВ № 23	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	КЛ 6 кВ № 24	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	КЛ 6 кВ № 21	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	КЛ 6 кВ № 22	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
22	КЛ 6 кВ № 5	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
23	КЛ 6 кВ № 8	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	КЛ 6 кВ № 9	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
25	КЛ 6 кВ № 2	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
26	КЛ 6 кВ № 3	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	КЛ 6 кВ № 4	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
28	КЛ 6 кВ № 6	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
29	КЛ 6 кВ № 7	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
30	КЛ 6 кВ № 10	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
31	КЛ 6 кВ № 11	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
32	КЛ 6 кВ № 12	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	КЛ 6 кВ № 13	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S K _{TT} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 K _{TH} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
34	КЛ 6 кВ № 25	ТОЛ кл.т. 0,2S K _{TT} = 300/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 K _{TH} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
35	КЛ 6 кВ № 26	ТОЛ кл.т. 0,2S K _{TT} = 300/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 K _{TH} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
36	ВЛ 220 кВ Созвездие - Мирная 1 СШ	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S K _{TT} = 1500/1 рег. № 36671-08	СРВ 245 кл.т. 0,2 K _{TH} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
37	ВЛ 220 кВ Созвездие - Мирная 2 СШ	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S K _{TT} = 1500/1 рег. № 36671-08	СРВ 245 кл.т. 0,2 K _{TH} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
38	КЛ 6 кВ № 18	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S K _{TT} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл.т. 0,5 K _{TH} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

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

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 12, 36, 37 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_H \leq I < 0,05I_H$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
13 – 33, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_H \leq I < 0,05I_H$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
34, 35 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_H \leq I < 0,05I_H$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1 – 12, 36, 37 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	1,8	1,5	2,2	1,9		
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	1,4	0,9	1,9	1,5		
	$0,2I_H \leq I < I_H$	1,0	0,8	1,6	1,4		
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	1,0	0,8	1,6	1,4		
13 – 33, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	4,1	2,5	4,5	2,9		
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	2,5	1,6	2,7	1,8		
	$0,2I_H \leq I < I_H$	1,8	1,2	2,0	1,4		
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	1,8	1,2	1,9	1,4		
34, 35 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$0,2I_H \leq I < I_H$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	1,3	1,0	1,9	1,6		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с						5	
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95							

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	38
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ІМВ 145	36 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	66 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-220 ІІ*	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	38 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.049.01.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мирная». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 69144-17

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.019.08. Заводской номер указывается в формуляре на 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

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Верховажье-Вельск	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 2с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск-Березник	ТФН-35М кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 78902-20	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 2с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск-Пежма	ТФН-35М кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 78902-20	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 2с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск-ВЛПБ	ТГМ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 2с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск-Кулой	ТГМ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 1с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск-Козловская	GIF 40,5 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 1с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск- Пайтово	ТГМ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
9	ПС 220 кВ Вельск, ОРУ-35 кВ, 1с.-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вельск- Солга	ТФЗМ-35Б-1У1 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 3689-73 ТФН-35 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 664-51	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№217, ВЛ-10-235-217	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№204, ВЛ-10-235-204	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№103, ВЛ-10-235-103	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№216, ВЛ-10-235-216	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№104, ВЛ-10-235-104	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№106, ВЛ-10-235-106	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№107, ВЛ-10-235-107	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№219, ВЛ-10-235-219	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№108, ВЛ-10-235-108	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№115, КЛ-10-235-115	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№116, ВЛ-10-235-116	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№117, ВЛ-10-235-117	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
22	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№222, ВЛ-10-235-222	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79 ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№220, ВЛ-10-235-220	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 15128-01	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№120, ВЛ-10-235-120	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
25	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№121, ВЛ-10-235-121	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№215, ВЛ-10-235-215	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№218, ВЛ-10-235-218	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№122, ВЛ-10-235-122	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
29	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч. №221, ВЛ-10-235-221	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч. №203, ВЛ-10-235-203	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
31	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№114, КЛ-10-235-114	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
32	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 2с.-10 кВ, яч.№214, КЛ-10-235-214	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
33	ПС 220 кВ Вельск, ЗРУ-10 кВ, 1с.-10 кВ, яч.№119, ВЛ-10-235-119	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
34	ПС 220 кВ Вельск, 1с.-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОАО "Мегафон" (Ввод №1)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
35	ПС 220 кВ Вельск, 2с.-0,4кВ, КЛ 0,4 кВ ОАО "Мегафон" (Ввод №2)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
36	ПС 220 кВ Вельск, 2с.-0,4кВ, КЛ 0,4 кВ ОАО "Мегафон" (БС)	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 22656-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (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
3, 4, 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
5, 6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
10 – 14, 16, 17, 19 – 26, 28 – 30, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
15, 18, 27, 31, 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
34 – 36 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3, 4, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
5, 6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
10 – 14, 16, 17, 19 – 26, 28 – 30, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
15, 18, 27, 31, 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
34 – 36 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (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
3, 4, 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5, 6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
10 – 14, 16, 17, 19 – 26, 28 – 30, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
15, 18, 27, 31, 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
34 – 36 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3, 4, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
5, 6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
10 – 14, 16, 17, 19 – 26, 28 – 30, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
15, 18, 27, 31, 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
34 – 36 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М	4 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35	9 шт.
Трансформатор тока	GIF 40,5	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	1 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	35 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	36 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.019.08ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Вельск». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 70523-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Виброметры СМ-21Х

Назначение средства измерений

Виброметры СМ-21Х (далее – виброметры) предназначены для измерений виброускорения, виброскорости, виброперемещения и частоты вращения узлов оборудования с целью их контроля, мониторинга и диагностики.

Описание средства измерений

Виброметры являются портативными переносными приборами с внешним, подключаемым с помощью кабеля акселерометром, имеющим встроенный усилитель, и оптическим отметчиком.

Сигнал с акселерометра поступает на аналоговое устройство через входной разъем. Сигнал с аналогового устройства поступает на наушники (головные телефоны) и на вход аналого-цифрового преобразователя (АЦП), который осуществляет преобразование входных сигналов в цифровой код. Результаты преобразования передаются с АЦП на процессор по интерфейсу SPI. Сигнал с оптического отметчика через устройство согласования поступает на цифровой вход процессора. Данные с встроенного преобразователя температуры поступают на процессор по интерфейсу I2C. Процессор осуществляет программную обработку оцифрованного сигнала и вывод обработанной информации на дисплей. Данные хранятся в энергонезависимой флэш-памяти и могут быть переданы в компьютер по USB интерфейсу.

Виброметры позволяют осуществлять выбор полосы частот, коэффициента преобразования акселерометра, сохранение и просмотр результатов измерений, сравнение текущего измеренного значения с пороговым уровнем.

Виброметры обеспечивают возможность прослушивания измеряемого вибрационного сигнала с помощью наушников и контроля теплового состояния узлов оборудования с помощью встроенного преобразователя температуры.

Виброметры СМ-21Х изготавливаются в следующих исполнениях: СМ-21М и СМ-21В.

Виброметры в исполнении СМ-21В в комплекте с акселерометрами, имеющими соответствующий сертификат соответствия по ТР ТС 012/2011, предназначены для работы во взрывоопасных зонах.

Внешний вид виброметров приведен на рисунке 1.

Заводской номер, состоящий из трех цифр и обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра виброметров, наносится типографским способом на маркировочную наклейку, расположенную снизу как показано на рисунке 2 для исполнения СМ-21М, или на задней панели как показано на рисунке 3 для исполнения СМ-21В.

Нанесение знака поверки на виброметры не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид виброметров СМ-21В и СМ-21М (вид спереди)



Рисунок 2 – Общий вид виброметров СМ-21В и СМ-21М (вид снизу)



Рисунок 3 – Общий вид виброметров CM-21B и CM-21M (вид со стороны задней панели)

Программное обеспечение

Программное обеспечение виброметров предназначено для получения результатов аналого-цифрового преобразования аналоговых сигналов первичных преобразователей, цифровой обработки полученных результатов преобразования и представления значений измеренных величин.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО CM-21X
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.1 и выше
Цифровой идентификатор CRC32	1349F555

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений СКЗ виброускорения на базовой частоте 160 Гц, м/с^2	от 0,1 до 200
Диапазон измерений СКЗ виброскорости на базовой частоте 80 Гц, мм/с	от 0,1 до 100
Диапазон измерений СКЗ виброперемещения на базовой частоте 40 Гц, мкм	от 1 до 1000

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении СКЗ: - виброускорения, м/с ²	$\pm(0,03 + 0,07 \cdot A_{\text{изм}})$, где $A_{\text{изм}}$ – измеренное значение виброускорения
- виброскорости, мм/с	$\pm(0,03 + 0,07 \cdot V_{\text{изм}})$, где $V_{\text{изм}}$ – измеренное значение виброскорости
- виброперемещения, мкм	$\pm(0,3 + 0,07 \cdot S_{\text{изм}})$, где $S_{\text{изм}}$ – измеренное значение виброперемещения
Частотные характеристики полосовых фильтров при измерениях параметров вибрации	по ГОСТ ISO 2954-2014, ГОСТ ИСО 10816-3-2002, ГОСТ ИСО 10816-4-2002
Полосы частот при измерении виброускорения, виброскорости, виброперемещения, Гц	от 2 до 1000, от 10 до 1000, от 10 до 2000, от 10 до 5000
Диапазон измерений частоты вращения, Гц (об/мин)	от 2 до 1000 (от 120 до 60000)
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частоты вращения, %	± 1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время непрерывной работы в режиме измерения, ч, не менее	8
Время полной зарядки аккумуляторной батареи, ч, не более	4,5
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	10000
Масса прибора, кг, не более	0,35
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	138 86 26
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от -20 до +50 от 30 до 90
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP65
Электромагнитная совместимость	ТР ТС 020/2011
Безопасность низковольтного оборудования	ТР ТС 004/2011
Безопасность для работы во взрывоопасных средах (для виброметра в исполнении СМ-21В)	ТР ТС 012/2011

Знак утверждения типа

наносится на корпус прибора способом машинной печати и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./комп./экз.
Виброметр в составе:		
-основной блок		1
-вибропреобразователь одной из следующих моделей**: акселерометры серии 6XX, RH103, RH103Ex, 604V01, 620V01, AP2085-100, AP2028I, AP2028B, AP1584-A3, AP1585-A3, 1V202TH-100, 1V202TA-100		1
-оптический отметчик *	ФД-2 (ФД-2В)	1
Щуп малогабаритный		1
Защитный чехол с ремнем		1
Держатель магнитный *	ДМ2	1
Кабель соединительный	КММ-21-1	1
Сетевой адаптер СА-СМ-21	GS06E-1P1J	1
Наушники шумозащищенные *		1
Кабель интерфейсный USB-СМ-21 *		1
Формуляр	ВАРБ.411711.120 ФО	1
Руководство по эксплуатации	ВАРБ.411711.120 РЭ	1
Дистрибутивный носитель USB		1
П р и м е ч а н и я 1 * поставляется по дополнительному заказу; 2 ** тип выбирается при заказе.		

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации ВАРБ.411711.120 РЭ п. 2.2. «Использование виброметра».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерения виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения, утверждённая приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772;

ГОСТ 30296-95 «Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования»;

ГОСТ ISO 2954-2014 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях. Требования к средствам измерений»;

ВАРБ.411711.120 ТУ «Виброметр СМ-21Х. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ассоциация ВАСТ»

(ООО «Ассоциация ВАСТ»)

ИНН 7826690008

Адрес: 198207, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 140

Тел: 8 (812) 327-55-63

Факс: 8 (812) 324-65-47

E-mail: vibro@vast.su

Web: <http://www.vibrotek.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Тел.: 8 (812) 244-62-28, 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 73710-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-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

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 330 кВ Великорецкая, ЗРУ 10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 115, л. 102-01 от РП-43	IGW кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 55010-13	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU325 рег.№ 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 330 кВ Великорецкая, ЗРУ 10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 215, л. 102-10 от РП-43	IGW кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 55010-13	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
3	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Великорецкая – Моглино I цепь (Л.Моглинская-1)	ТОГФ-110 III УХЛ1* кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 82926-21	VCU кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Великорецкая – Моглино II цепь (Л.Моглинская-2)	ТОГФ-110 III УХЛ1* кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 82926-21	VCU кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Великорецкая - Резекне (Л-309) (контрольный)	В309 АТ-1, ф. А, В, С: ТФРМ 330Б-ПУ1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 85821-22 В309 АТ-2, ф. А: СА 362 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 23747-02 В309 АТ-2, ф. В, С: ТФРМ 330Б-ПУ1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 85821-22	ДФК 362 кл.т 0,2 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Великорецкая – Завеличье №1 с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-2)	ТФЗМ кл.т 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 78006-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S рег. № 16666-97		
7	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Великорецкая - Резекне (Л-309)	В309 АТ-1, ф. А, В, С: ТФРМ 330Б-ПУ1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 85821-22 В309 АТ-2, ф. А: СА 362 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 23747-02 В309 АТ-2, ф. В, С: ТФРМ 330Б-ПУ1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 85821-22	ДФК 362 кл.т 0,2 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - Великорецкая	B413 АТ-1, ф. А, В, С: ТФРМ 330Б-ПУ1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 85821-22 B413 АТ-2, ф. А, В, С: СА 362 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 23747-02	НКФ-М-330 АУ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 83191-21	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
9	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ кл.т 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 78006-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S рег. № 16666-97		
11	ПС 330 кВ Великорецкая, ЗРУ 10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 112, л. 102-04	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,5S рег. № 16666-97		
12	ПС 330 кВ Великорецкая, ЗРУ 10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 202, л. 102-11	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,5S рег. № 16666-97		
13	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Великорецкая - Тямша (Южная-1)	ТФЗМ кл.т 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 78006-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S рег. № 16666-97		
14	ПС 330 кВ Великорецкая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Великорецкая – Завеличье №2 с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-3)	ТФЗМ кл.т 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 78006-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,7	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	2,9	2,0	2,0
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
5, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
6, 8, 9, 13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
11 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,8	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	0,9
	0,5	-	1,3	0,8	0,7
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,5	1,0	0,9
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
5, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
6, 8, 9, 13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
11 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	5,1	4,0	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,2	1,3	1,1
	0,5	-	1,6	1,1	1,0
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,3	1,6	1,4
	0,5	-	1,7	1,2	1,2
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,5	1,9	1,9
	0,5	-	1,9	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 50000 72 80000 72 40000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее	45 3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	IGW	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-110 III УХЛ1 *	6 шт.
Трансформатор тока	СА 362	4 шт.
Трансформатор тока	ТФРМ 330Б-ПУ1	8 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	VCU	6 шт.
Трансформатор напряжения	DFK 362	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-М-330 АУ1	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	7 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.12.001.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Великорецкая». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 75832-19

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Восточная промзона»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Восточная промзона» (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, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 098. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-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

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская I цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,5S Ктт = 400/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская II цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,5S Ктт = 400/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	КЛ 110 кВ Восточная промзона - Северная II цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	КЛ 110 кВ Восточная промзона - Северная I цепь	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
12	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо- Восточная	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ - Восточная промзона с отпайками	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	КЛ 10 кВ яч. №11	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
24	КЛ 10 кВ яч. №23	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
42	КЛ 10 кВ яч. №24	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	КЛ 10 кВ яч. №25	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
43	КЛ 10 кВ яч. №26	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
26	КЛ 10 кВ яч. №31	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
32	КЛ 10 кВ яч. №47	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
33	КЛ 10 кВ яч. №49	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
50	КЛ 10 кВ яч. №50	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
51	КЛ 10 кВ яч. №52	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
52	КЛ 10 кВ яч. №54	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
7 – 16 (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, 24 – 26, 32, 33, 42, 43, 50 – 52 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
7 – 16 (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, 24 – 26, 32, 33, 42, 43, 50 – 52 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
7 – 16 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
18, 24 – 26, 32, 33, 42, 43, 50 – 52 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
7 – 16 (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, 24 – 26, 32, 33, 42, 43, 50 – 52 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	36 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	33 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	23 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU -325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	БЕКВ.422231.098. ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Восточная промзона». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Краснодарском крае» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон (факс): +7 (861)233-76-50, +7 (861)233-85-86)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311581.

в часит вносимых изменений

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 76413-19

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭКТОС-Волга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭКТОС-Волга» (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) ОАО «ЭКТОС-Волга», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Погрешность часов УССВ не более ± 1 с. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, 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 шкафе, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 049

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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6fbd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ/сервер БД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.15	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	РП-1 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
3	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.20	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
4	РП-1 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
5	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.19	ТОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.22	ТОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
7	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.37	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11; ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
8	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.15	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
9	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.15	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
10	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.18	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
11	РП-3 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.6	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
13	РП-4 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
14	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.16	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
15	РП-4 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
16	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ 3 с.ш. яч.27	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
17	РП-4 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
18	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 1 с.ш. яч.6	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	РП-19 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
20	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 2 с.ш. яч.18	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
21	РП-19 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,7
22	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 1 с.ш. яч.2	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
23	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 2 с.ш. яч.23	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
24	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 2 с.ш. яч.16	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
25	РП-19 6 кВ, РУ- 6 кВ 1 с.ш. яч.25	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	45	5	6	7	8	9
26	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.8	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
27	РП-31 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
28	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.19	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
29	РП-31 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
30	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ 3 с.ш. яч.26	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
31	РП-31 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3 6/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
32	РП-31 6 кВ, РУ-6 кВ 3 с.ш. яч.30	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	33
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	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 +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.20 – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 165000 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	114 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПОЛ	24
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	8
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	102
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	21
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	12
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP DL20eG9	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	РЭ.030.0032.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) ОАО «ЭКТОС-Волга», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго» (ЗАО «РеконЭнерго»)

ИНН 3666089896

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А

Телефон: 8 (473) 222-73-78, 8 (473) 222-73-79

Факс: 8 (473) 222-73-78, 8 (473) 222-73-79

E-mail: office@rekonergo.ru

Web-сайт: <https://www.rekonenergo.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: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут 4»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут 4» (далее - комплексы) предназначены для измерений в автоматическом режиме скорости движения транспортных средств (далее - ТС) в зоне контроля и на контролируемом участке по видеокадрам, скорости движения ТС в зоне контроля и на контролируемом участке радиолокационным методом; значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU); измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС по видеокадрам основан на автоматическом измерении расстояния, пройденного ТС, и интервала времени, за которое это расстояние пройдено.

Принцип действия комплексов при измерении скорости ТС радиолокационным методом основан на измерении разности частоты высокочастотных сигналов при отражении от ТС (эффект Доплера).

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении расстояния, пройденного ТС от точки фиксации в зоне контроля на въезде до точки фиксации в зоне контроля на выезде с участка, а также измерения интервала времени между моментами фиксации ТС в зоне контроля на въезде и зоне контроля на выезде с контролируемого участка.

Принцип действия комплексов при измерении значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексом.

Функционально комплексы применяются для фиксации: превышения установленной скорости движения транспортного средства, пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги, проезда на запрещающий сигнал светофора, невыполнения требования об остановке перед стоп-линией, невыполнения требования об остановке перед знаком стоп, выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой), поворота или движения прямо или разворота в нарушение требований предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, несоблюдения требований (предписанных дорожными знаками) запрещающими движение грузовых автотранспортных средств, выезд в нарушение ПДД на обочину (газоны, пешеходные тротуары, велодорожки, полосы для

реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути), выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения, нарушения правил пользования внешними световыми приборами, нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов, несоблюдения требований запрещающих остановку или стоянку транспортных средств, нарушения правил пользования телефоном водителем транспортного средства, движение транспортного средства во встречном направлении по дороге с односторонним движением, нарушения требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств, установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака "Инвалид" и т.п.), невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения), нарушения скоростного режима на протяженном участке дороги, несоблюдения дистанции к впереди движущемуся транспортному средству, выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора, остановки (стоянки) или выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде, движения автомобиля с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД, нарушение правил, установленных для движения транспортных средств в жилых зонах прочих нарушений ПДД приближающихся и удаляющихся ТС двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением координат установки комплексов и времени фиксации ТС.

В состав комплексов в зависимости от исполнения входят:

Вычислительный модуль (ВМ) — специализированный компьютер со встроенным специализированным программным обеспечением (ВСПО);

Выносной распознающий (детализирующий) телевизионный датчик (ТВДД), в состав которого входит видеокамера высокого разрешения и инфракрасная (ИК) система освещения. ТВДД в зависимости от решаемых задач и формы исполнения подразделяются на три типа:

- тип 1 - используется для измерений скорости движения ТС, измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма — цилиндрическая);

- тип 2 - используется для измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма — цилиндрическая);

- тип 3 - используется для измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма — купольная);

Общие виды ТВДД представлены на рисунках 1 – 3.

Моноблок тип 1 (МБ1), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения и ИК систему освещения;

Моноблок тип 2 (МБ2), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения, ИК систему освещения и радиолокационный модуль. Измерение скорости движения ТС в зоне контроля моноблоком типа 2 может производиться одновременно как методом по видеокадрам, как и радиолокационным методом. В этом случае только при совпадении, с заданной погрешностью, измеренных значений скорости движения ТС, результат передается для дальнейшей обработки;

Моноблок тип 3 (МБ3), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения и ИК систему освещения;

Моноблок тип 4 (МБ4), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения, ИК систему освещения и радиолокационный модуль. Измерение скорости движения ТС в зоне контроля моноблоком типа 4 может производиться одновременно как методом по видеокадрам, как и радиолокационным методом. В этом случае только при совпадении, с заданной погрешностью, измеренных значений скорости движения ТС, результат передается для дальнейшей обработки.

Моноблоки могут изготавливаться следующих цветов: белый, серый, серебристый, черный.

Вспомогательное оборудование, не влияющее на метрологические характеристики и выполняющее функции распределения питания и обеспечения связи между компонентами комплекса и обеспечения связи с внешними информационными системами, включая программно-технические элементы защиты информации (Аккумуляторные батареи, ВРУ, ШПС и пр.); обеспечения полноты доказательной базы (обзорные ТВ датчики (ТВДО) и пр.); обеспечения фиксации и крепежа комплекса и его компонентов (устройства позиционирования, кронштейны, треноги и пр.)

Комплексы выпускаются в следующих исполнениях:

- исполнение 01 состоит из одного или нескольких вычислительных модулей (ВМ) приемной аппаратуры ГНСС ГЛОНАСС/GPS, ТВДД и вспомогательного оборудования. К одному ВМ может быть одновременно подключено до 8 ТВДД;

- исполнение 02 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 1, вспомогательного оборудования;

- исполнение 03 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 2, вспомогательного оборудования;

- исполнение 04 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 3, вспомогательного оборудования;

- исполнение 05 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 4, вспомогательного оборудования;

Общий вид комплексов, схема пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунках 4-9.

Комплексы соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза «Электromагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) и Технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011).



Рисунок 1 – Общий вид ТВДД типа 1



Рисунок 2 – Общий вид ТВДД типа 2



Рисунок 3 – Общий вид ТВДД типа 3



Рисунок 4 – Общий вид вычислительного модуля комплексов



Рисунок 5 – Общий вид моноблоков типов 1,2



Рисунок 6 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера комплексов для моноблоков типов 1, 2



Рисунок 7– Общий вид моноблоков типов 3, 4

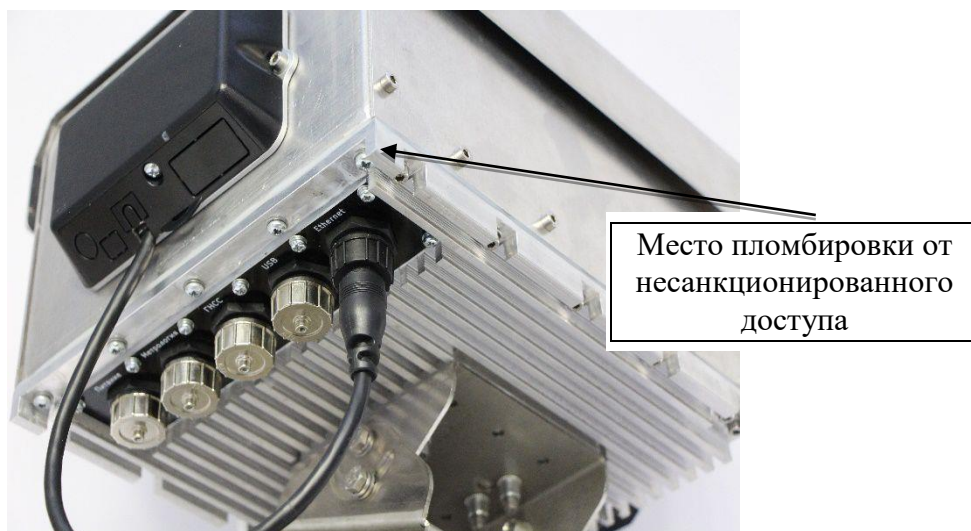


Рисунок 8 – Место пломбировки моноблоков типов 3, 4 от несанкционированного доступа



Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Рисунок 9 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера комплексов для моноблоков типов 3, 4

Знак поверки на комплексы не наносится.

Заводской номер наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, изготовленную типографским способом и размещаемую либо на внутренней части вычислительного модуля комплексов, либо на нижней части моноблоков для типов 1 и 2, либо на задней панели моноблоков типов 3 и 4. Формат нанесения заводского номера числовой.

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения (ПО).

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Азимут 4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч: – при измерении по видеокадрам в зоне контроля (исполнения 01, 02, 04) – при измерении на контролируемом участке – при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 03) – при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 05)	от 0 до 350 включ. от 0 до 350 включ. от 20 до 300 включ. от 0 до 350 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС в диапазоне скоростей от 0 до 350 км/ч включ., км/ч: а) при измерении по видеокадрам (исполнения 01, 02, 04) б) при измерении на контролируемом участке в) при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 05) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 03) – в диапазоне от 20 до 200 км/ч включ., км/ч – в диапазоне св. 200 км/ч до 300 км/ч включ., км/ч	±1 ±1 ±1 ±1 ±2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, мс: - ТВДД типов 2,3 - ТВДД тип 1, моноблоки типов 1 - 4	±50 ±1
Границы допускаемой погрешности (при доверительной вероятности 0,95 и геометрическом факторе PDOP ≤ 3) определения координат в плане, м	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	70
Максимальная протяженность контролируемого участка при измерении скорости движения ТС одним комплексом в исполнении 01, м	20 000
Размеры зоны контроля ТВДД тип 1, м: – длина – ширина	до 50 до 27

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, мм, не более:	
а) вычислительный модуль	
– длина	210
– ширина	430
– высота	530
б) моноблок типов 1, 2	
– длина	490
– ширина	180
– высота	210
в) моноблок типов 3, 4	
– длина	270
– ширина	225
– высота	165
г) ТВДД тип 1	
– длина	410
– ширина	150
– высота	140
д) ТВДД тип 2	
– длина	430
– ширина	120
– высота	140
е) ТВДД тип 3	
– диаметр	190
– высота	332
Масса без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, кг, не более:	
– вычислительный модуль	14,5
– моноблок типов 1, 2	4,8
– моноблок типов 3,4	4,8
– ТВДД тип 1	2,9
– ТВДД тип 2	3,2
– ТВДД тип 3	4,7
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С:	от -60 до +65
– относительная влажность воздуха при +30 °С, %	до 95

Знак утверждения типа

наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, изготовленную типографским способом и размещаемую либо на внутренней части вычислительного модуля комплексов, либо на нижней части моноблоков для типов 1 и 2, либо на задней панели моноблоков типов 3 и 4 и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4»		1 шт.*
Руководство по эксплуатации	ТБДД 466534.030 РЭ	1 экз.**
Руководство оператора	ТБДД.466534.030 РО1	1 экз.**
Паспорт	ТБДД.466534.030 ПС.	1 экз.
Методика поверки		1 экз.**
* – состав комплексов зависит от заказанного исполнения ** – документы поставляются на цифровом носителе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п 1.5.2 «Работа изделия» документа «Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4». ТБДД 466534.030 РЭ.

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»;

Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4». Технические условия. ТУ 26.51.66-005-24066729-19.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения» (ООО «ТБДД»)

ИНН 5904286923

Адрес: 614010, г. Пермь, ул. Маршрутная, д. 15

Телефон: +7 (342) 281 00 33

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1724

Регистрационный № 82939-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк» (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), включающие 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 УССВ-2 (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую 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 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

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

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи 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 электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) 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. Коррекция часов счетчиков производится от сервера БД. При каждом сеансе связи происходит сличение времени часов сервера БД с временем счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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 (№ 897) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером 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

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 измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

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	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВШУ 10 кВ от линейной ячейки(I) РУ 10 кВ МПС 110 кВ Елецпром, ВЛ-10 кВ в сторону РП-10 кВ № 1	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12 ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ВШУ 10 кВ от линейной ячейки(II) РУ 10 кВ МПС 110 кВ Елецпром, ВЛ-10 кВ в сторону РП-10 кВ № 1	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	ПС 110 кВ ОЭЗ, Ввод 1 Двуречки – правая 110 кВ	ТГФ110 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 16635-05	ЗНГА-1-110 П*-У1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ ОЭЗ, Ввод 2 Двуречки – левая 110 кВ	ТГФ110 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 16635-05	ЗНГА-1-110 П*-У1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
5	ПС 110 кВ ОЭЗ, ячейка 110 кВ Йокохама	ТГФМ-110 П* Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 36672-08	ЗНГА-1-110 П*-У1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
6	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Казинка - Металлургическая I цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S Ктт 800/1 Рег. № 55006-13	ТЕМР 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
7	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Казинка - Металлургическая II цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S Ктт 800/1 Рег. № 55006-13	ТЕМР 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
8	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка I цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 55006-13	ТЕМР 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 55006-13	TEMP 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
10	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	SAS 123 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 74177-19	SVS 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 87514-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
11	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	SAS 123 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 74177-19	SVS 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 87514-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-11 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 УССВ на аналогичное устройство, утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9. 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	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от -10 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 (рег. № 64450-16) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 165000 140000 220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени 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

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТГФ110	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	3
Трансформатор тока	SB 0,8	12
Трансформатор тока	SAS 123	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2	6
Трансформатор напряжения	ЗНГА-1-110 П*-У1	6
Трансформатор напряжения	TEMP 245	6
Трансформатор напряжения	SVS 123	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.897.01 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) ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк», аттестованном ООО «МЦМО» г. Владимир, аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству 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

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания особой экономической зоны Липецк» (ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»)

ИНН 4825054269

Юридический адрес: 398010, Липецкая обл., Грязинский р-н, г. Грязи, тер. ОЭЗ ППТ Липецк, стр. 4а, оф. 007/1

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.