

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 899

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Магдагачи	-	ВСТ008	83235-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	МП-020-2021	-	-	11.11.2021	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» (ООО УК «РусЭнергоМир»), г. Новосибирск	ООО «ЭнерТест», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Окунево	-	У002	83528-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	МП-028-2021	-	-	30.11.2021	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» (ООО УК «РусЭнергоМир»), г. Новосибирск	ООО «ЭнерТест», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Белозерная	-	АУВП. 411711. ФСК.012. 09	69800-17	-	РТ-МП-4753-500-2017	-	РТ-МП-42-500-2022	-	14.01. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная	-	027	74224-19	-	РТ-МП-5668-500-2018	-	РТ-МП-43-500-2022	-	21.01. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	-	001	76403-19	-	МП 206.1-087-2019	-	МП 206.1-087-2019 с изменением № 1	-	24.12. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «СбытЭнерго» (ООО «СбытЭнерго»), г. Белгород	ООО «Спецэнерго проект», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 899

Регистрационный № 83528-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Окунево – Рефтинская ГРЭС I цепь (ВЛ 220 кВ РефтГРЭС1)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	ВЛ 220 кВ Окунево – Рефтинская ГРЭС II цепь (ВЛ 220 кВ РефтГРЭС2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 220 кВ Курчатовская – Окунево (ВЛ 220 кВ Курчатовская)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 110 кВ Окунево – Реж 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Реж1)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Окунево – Реж 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Реж2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС – Окунево 1 с отпайкой на ПС Перовая (ВЛ 110 кВ ЕГРЭС1)	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52619-13	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС – Окунево 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ЕГРЭС2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Асбест – Окунево 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Асбест1)	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52619-13	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
10	ВЛ 110 кВ Асбест – Окунево 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Асбест2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Окунево – Солнечная 1 с отпайкой на ПС Розовая (ВЛ 110 кВ Солнечная1)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Окунево – Солнечная 2 с отпайкой на ПС Розовая (ВЛ 110 кВ Солнечная2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Окунево – ПС 9Т-1 с отпайкой на ПС 24 (ВЛ 110 кВ ПС 9Т-1)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Окунево – ПС 9Т-2 с отпайкой на ПС 24 (ВЛ 110 кВ ПС 9Т-2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Окунево – Пусковая с отпайками (ВЛ 110 кВ Пусковая)	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52619-13	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	ВЛ 110 кВ Окунево – Рефтинская с отпайками (ВЛ 110 кВ Рефтинская)	ТВГ-110 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 500/5 рег. № 22440-02	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	ВЛ 110 кВ Окунево – Фабрика 6-1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Фабрика 6-1)	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	ВЛ 110 кВ Окунево – Фабрика 6-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Фабрика 6-2)	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	ВЛ 110 кВ Окунево – ПС 3-1 с отпайками (ВЛ 110 кВ ПС 3-1)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	ВЛ 110 кВ Окунево – ПС 3-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ПС 3-2)	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ОВМ1 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ОВМ2 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37749-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
23	ВЛ 35 кВ Окунево – Солнечная	ТГМ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	ВЛ 35 кВ Окунево – ПС 18-1	ТГМ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	ВЛ 35 кВ Окунево – ПС 18-2	ТГМ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
26	ВЛ 35 кВ Окунево – Изумруд	ТГМ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
27	КВЛ 6 кВ Окунево – Очистные1	ТПЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	КВЛ 6 кВ Окунево – Очистные2	ТПЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
29	КЛ 6 кВ Окунево – Жилпоселок	ТПЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	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 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15, 17 – 22 (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
16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	–	1,7	0,9	0,7
	0,8	–	2,8	1,4	1
	0,5	–	5,3	2,7	1,9
23 – 26 (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
27 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15, 17 – 22 (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
16 (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
23 – 26 (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
27 – 29 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 15, 17 – 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
16 (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
23 – 26 (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
27 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 15, 17 – 22 (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
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	–	2,3	1,7	1,6
	0,5	–	1,8	1,5	1,4
23 – 26 (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
27 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - 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
Условия эксплуатации: 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 счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 70000 72 75000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	48
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	12
Трансформатор тока проходной	ТПЛ	47958-16	9
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-УЭТМ®	52619-13	15
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	22440-02	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-06	37749-08	6
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	60353-15	6
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ	60002-15	2
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	46738-11	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	16
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	13

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У002-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Окунево», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 899

Регистрационный № 83235-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Магдагачи, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 37750-08	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. №37288-08
2	ПС 220 кВ Магдагачи, ОРУ-220 кВ, ОВ-220	ТВ 220-I кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ПС 220 кВ Магдагачи, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Магдагачи-Толбузино	ТВ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 46101-10	ЗНОЛ-35 III УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81840-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ПС 220 кВ Магдагачи, Ввод 27,5 кВ Т-2	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ПС 220 кВ Магдагачи, Ввод 27,5 кВ Т-3	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 рег. № 912-70 ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 рег. № 912-05 ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 рег. № 912-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.11	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. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.1	ТОЛ-СЭЩ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 51623-12	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L Per. №37288-08
8	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.5	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.23	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.25	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.27	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.37	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.6	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.8	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. № 31857-06	
15	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.12	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. № 31857-06	
17	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.14	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 1С -10 кВ, яч.18	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. №37288-08
19	ПС 220 кВ Магдагачи, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №5, КЛ-0,4 кВ ВОЛС-1	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
20	ПС 220 кВ Магдагачи, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №5, КЛ-0,4 кВ ВОЛС-2	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
21	ПС 220 кВ Магдагачи, ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.29	ТОЛ-СЭЩ кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
22	ПС 220 кВ Магдагачи, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ МегаФон №1	ТТН-Ш кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 75345-19	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
23	ПС 220 кВ Магдагачи, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ МегаФон №2	ТТН-Ш кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 75345-19	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
24	ВЛ 10 кВ ВымпелКом от ПС 220 Магдагачи (ЩУ 10 кВ на оп. №2 ВЛ 10 кВ Вымпелком)	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой 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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
3, 9 – 11 (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
4, 5 (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
6, 8, 13 – 17 (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 (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
12 (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
19, 20 (Счетчик 0,2S)	1,0	0,4	0,2	0,2	0,2
	0,8	0,5	0,4	0,3	0,3
	0,5	0,6	0,6	0,3	0,3
21 (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
22, 23 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
3, 9 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
6, 8, 13 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
7 (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
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
19, 20 (Счетчик 0,5)	0,8	1,5	0,9	0,6	0,6
	0,5	1,2	0,8	0,6	0,6
21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
22, 23 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3
24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
3, 9 – 11 (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
4, 5 (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
6, 8, 13 – 17 (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 (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
12 (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
19, 20 (Счетчик 0,2S)	1,0	0,7	0,6	0,6	0,6
	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
	0,5	0,9	0,9	0,7	0,7
21 (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
22, 23 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
3, 9 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
6, 8, 13 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
7 (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
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
19, 20 (Счетчик 0,5)	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,2	0,9	0,9
21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,7	3,3	3,3
22, 23 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,1	2,8	2,2
	0,5	-	3,4	2,1	1,9
24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц 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-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - точные 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 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	VIS WI	37750-08	3
Трансформатор тока	TB 220-I	3191-72	3
Трансформатор тока	TB	46101-10	3
Трансформатор тока	TГМ	59982-15	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	16
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	8
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	75345-19	6
Трансформатор тока	T-0,66	36382-07	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35 Ш УХЛ1	81840-21	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	4
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-05	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	21
УСПД	RTU-325L	37288-08	1 шт.
УССВ	РСТВ-01	40586-12	1 шт.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ008-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Магдагачи», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 899

Регистрационный № 74224-19

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.
Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-220 кВ Магистральная- Росляковская	ТВГ-220 кл.т. 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 39246-08	НКФ-220-58 ХЛ1 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 79104-20 НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78970-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег. № 37288-08
2	ОВ-220 кВ	ТВ-220/25 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 3191-72	1ТН-220: НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77918-20 2ТН-220: НКФ-220-58 ХЛ1 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 79104-20 НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78970-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ-110 кВ Магистральная- Святогор I цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег. № 37288-08
4	ВЛ-110 кВ Магистральная- Святогор IV цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ВЛ-110 кВ Магистральная- Кинтус I цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ВЛ-110 кВ Магистральная- Кинтус II цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ-110 кВ Магистральная- Петелинская	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ВЛ-110 кВ Магистральная- Святогор II цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ-110 Магистральная- Спутник-1 цепь	ВСТ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-05	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег. № 37288-08
10	ВЛ-110 Магистральная- Спутник-2 цепь	ВСТ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-05	НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ОВ-110 кВ	ТВ кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 32123-06	1ТН-110: НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19 2ТН-110: НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ВЛ-10 кВ НПС-2-1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ВЛ-10 кВ НПС-2-2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ВЛ-10 кВ НПС-3-1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег. № 37288-08
15	ВЛ-10 кВ НПС-3-2	ТВЛМ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 45040-10 ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ЛР-10 кВ НПС-4-1	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НОМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 363-49	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ЛР-10 кВ НПС-4-2	ТПШП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 48925-12 ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
18	КЛ-0,4 кВ Северное волокно-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
19	КЛ-0,4 кВ Северное волокно-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
20	КЛ-0,4 Ростелеком-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	КЛ-0,4 Ростелеком-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ВЛ-220 кВ Магистральная- Средний Балык	ТВГ-220 кл.т. 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 39246-08	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77918-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег. № 37288-08
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1, 11, 22 (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
2, 9, 10, 16, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3 – 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
12 – 15 (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
18, 19, 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 11, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
2, 9, 10, 16, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
12 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
18, 19, 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3
20 (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, 11, 22 (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
2, 9, 10, 16, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3 – 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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12 – 15 (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
18, 19, 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_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, 11, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
2, 9, 10, 16, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
12 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
18, 19, 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
20 (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 активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-220	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-220/25	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ	21 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	7 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ	1 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	5 шт.
Трансформатор тока	ТШЛП-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОП	12 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 ХЛ1	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор	НОМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	22 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.03.027.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 500 кВ Магистральная», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

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

Регистрационный № 76403-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье» (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 (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (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 (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, 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 УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных сигналов систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ-3 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 сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с.

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

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 и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 12.1, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО 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 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10кВ Крапивенская								
1	КТП № 1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
2	КТП № 1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
3	КТП № 2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
4	КТП № 2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
5	КТП № 3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	КТП № 3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
7	КТП № 4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
8	КТП № 4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
9	КТП № 5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
10	КТП № 5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
11	КТП № 6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
12	КТП № 6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	КТП № 7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
14	КТП № 7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
15	КТП № 8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
16	КТП № 8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
17	КТП № 9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
18	КТП № 9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 75076-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	КТП № 10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
20	КТП № 10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
21	КТП № 11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 51624-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,4
22	КТП № 11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 51624-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,4	±5,9
						активная	±1,0	±3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 22 от минус 10 до плюс 40 °С.
- 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - 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, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	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	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	30
Трансформатор тока	ТШЛ	26
Трансформатор тока	ТШП-0,66	1
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	22
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	2019.001.АСКУЭ.МПЗ-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г. и в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье» в части измерительных каналов №№ 21-22», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СбытЭнерго»

(ООО «СбытЭнерго»)

ИНН 3123367220

Юридический адрес: 308000, Белгородская область, г. Белгород, ул. 3-го Интернационала, д. 40

Адрес: 308009, Белгородская обл., г. Белгород, ул. Николая Чумичова, д. 37

Телефон: 8 (4722) 23-09-99

Факс: 8 (4722) 33-54-90

Испытательный центр

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

(ФГУП «ВНИИМС»)

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

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 899

Регистрационный № 69800-17

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Белозерная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Белозерная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-220 кВ Белозерная - Узловая	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 17869-05	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
2	ВЛ-220 кВ Белозерная - Газовая I цепь	ТВ-220 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 82258-21	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
3	ВЛ-220 кВ Белозерная - Газовая II цепь	ТВ-220 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 82258-21	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
4	ОВ-220 кВ	ТВС-220-40У2 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 73154-18	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
5	ВЛ-110 кВ Белозерная - Сороминская I цепь	ТВ 110-II кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 73517-18	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
6	ВЛ-110 кВ Белозерная - Сороминская II цепь	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ-110 кВ Белозерная - Кольцевая I цепь	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 56255-14 ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
8	ВЛ-110 кВ Белозерная - Кольцевая II цепь	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 32123-06	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
9	ВЛ-110 кВ Белозерная - Орбита-1 (Пламя)	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
10	ВЛ-110 кВ Белозерная - Орбита-2 (Орбита)	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
11	ВЛ-110 кВ Белозерная - Ершовая I цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
12	ВЛ-110 кВ Белозерная - Ершовая II цепь	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
13	ВЛ-110 кВ Белозерная - Меридиан I цепь	ТВ 110-II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 73517-18	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
14	ВЛ-110 кВ Белозерная - Меридиан II цепь	ТВ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 68547-17	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ОВ-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19 НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75878-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
16	КЛ 6кВ НПС-1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
17	КЛ-6 кВ НПС-5	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
18	КЛ-6 кВ ЦТП-3	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
21	КЛ 6 кВ НПС-2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
22	КЛ-6 кВ ЦТП-2	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 82221-21	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
23	КЛ 6 кВ НПС-6	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03
24	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
25	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	КЛ 0,4 кВ Волокно-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
27	КЛ 0,4 кВ Волокно-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
28	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Белозёрная №2	СА 525 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 23747-12	ДФК 525 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
29	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Белозёрная №1	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 83058-21	СРВ 550 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08
30	ВЛ-220 кВ Белозерная-Факел	ТВГ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 39246-08	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег. № 37288-08

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 28, 30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 – 4, 29 (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
5, 13 – 17, 21 – 23 (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
6 – 8 (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
9 – 12, 18 (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
24 – 27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, 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, 30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2 – 4, 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
5, 13 – 17, 21 – 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
9 – 12, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
24 – 27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 28, 30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 – 4, 29 (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
5, 13 – 17, 21 – 23 (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
6 – 8 (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
9 – 12, 18 (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
24 – 27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2 – 4, 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
5, 13 – 17, 21 – 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
6 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
9 – 12, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
24 – 27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 50000 72 100000 40000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ВСТ	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-220	6 шт.
Трансформатор тока	ТВС-220-40У2	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ 110-II	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	5 шт.
Трансформатор тока	ТВ	19 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОП	12 шт.
Трансформатор тока	СА 525	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	6 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-220	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	VCU	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4 шт.
Трансформатор напряжения	ДФК 525	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 550	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	23 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-300	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.09ФО	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 500 кВ Белозерная», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Белозерная

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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