

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» июля 2022 г. № 1634

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 электрической энергии и мощности ПАО «Акрон»	-	001	68229-17	-	432-131-2017МП с изменением № 1	-	432-131-2017МП с изменением № 2	-	04.05.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета» (ООО «ОКУ»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнерго-сбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»	-	397	72865-18	-	РТ-МП-5468-500-2018	-	МИ 3000-2018	-	11.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «РУСТЕХ» (ООО «РУСТЕХ»), г. Иваново	ООО «ЭнергоПромРесурс», г. Красногорск
3.	Система автоматизированная информационно-	-	608	50784-12	-	МП 50784-12	-	РТ-МП-572-500-2022	-	11.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»										«ЭНЕРГО АУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Русская»	-	0209-11	51600-12	-	МП 51600-12	-	РТ-МП-567-500-2022	-	08.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» июля 2022 г. № 1634

Регистрационный № 68229-17

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ПАО «Акрон»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ПАО «Акрон» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ПАО «Акрон», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;

- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – уровень измерительно-информационных комплексов (ИИК), включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН);
- вторичные измерительные цепи;
- счетчики электрической энергии.

2-й уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- устройства синхронизации системного времени УССВ;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК), включающий:

- сервер баз данных (сервер БД) ПАО «Акрон» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦентр»;

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии.

Счетчики электрической энергии производят расчет данных о потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности с интервалом усреднения 30 минут и перевод полученных данных в именованные единицы с учетом «постоянной» счетчика, самодиагностику и запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий) в энергонезависимую встроенную память.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение полученной информации и передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК), а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии производится по электронной почте с электронной подписью по выделенным каналам связи через интернет-провайдера.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии уровня ИИК, УСПД уровня ИВКЭ, сервер БД уровня ИВК), предусмотрена система обеспечения единого времени (СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством СОЕВ является устройство синхронизации времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду;

- Сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в 30 минут опрашивает УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ, если поправка часов сервера БД относительно шкалы времени УСПД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов сервера БД;

- УСПД уровня ИВКЭ не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.18.0.0 и выше 4.18.24.0 и выше 4.16.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

1	2	3	4	5	6	7	8	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допусков основной относительной погрешности в рабочих условиях (δ), %	Границы допускаемой основной относительной погрешности в рабочих условиях (δ), %
36	ПС-100 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.207, КЛ-6 кВ в стору рону ТСН-1 РП-110 кВ «Азот»	ТЛО-10 100/5 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 47583-11	А1805RALQV-P4GB1-DW-3 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфацинТР»	Активная Реактивная	3,0 4,6	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	ПС-100 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч.413	ТЛО-10 100/5 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Ином (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-12	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 34074-13	Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	3,0 4,6	3,3 5,6
39	ПС-100 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч.312, КЛ-6 кВ в сто- рону ТСН-2 РП-110 кВ «Азот»	ТЛО-10 100/5 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 47583-11	А1805RALQV-P4GB1-DW-3 Ином (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная Реактивная	3,0 4,6	3,3 5,6
40	ПС-315 110/6 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.115, В-1	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB-DW-3 Ином (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная Реактивная	3,0 4,6	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ПС-315 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.211, В-3	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQV-P4GB-DW-3 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 34074-13	Сервер баз данных с АРМ ЦАФ «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
42	ПС-315 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч.315, В-5	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQV-P4GB-DW-3 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 34074-13	Сервер баз данных с АРМ ЦАФ «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
43	ПС-315 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч.411, В-7	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQV-P4GB-DW-3 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 34074-13	Сервер баз данных с АРМ ЦАФ «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ПС-315 110/6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.114, В-2	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД РТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
45	ПС-315 110/6 кВ РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.210, В-4	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
46	ПС-315 110/6 кВ РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч.314, В-6	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ПС-315 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 8 СШ 6 кВ, яч.410, В-8	ТПШЛ-10 3000/5 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQV-P4GB1-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 34074-13	Сервер баз данных с АРМ ЦАО «Акрон» с ПО «АльфакЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
48	ПС-49 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3, В-1, Ф. 136-19	ТПОЛ-10 600/5 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQV-P4GB1-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
49	ПС-49 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5, В-3, Ф. 136-01	ТПЛМ-10 400/5 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQV-P4GB1-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ПС-49 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11, В-2, Ф. 136-02	ТПОЛ-10 600/5 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 0,5 Рег. № 380-49	А1805RALQV-P4GB1-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфЦЕНТР»	Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
53	ПС-15 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.4	ТПЛ-10-М 100/5 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB1-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6
54	ПС-15 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7	ТПЛ-10-М 200/5 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 6000/100 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RALQV-P4GB-DW-3 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
65	ПС-100 110/6 кВ ОРУ-110 кВ, ШМ Т-1 110 кВ	ТОГФ-110 600/5 0,5S Рег. № 61432-15	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-12	УСПД РТУ 327-Е1-В04-М04, рег. № 41907-09 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,3
66	ПС-100 110/6 кВ ОРУ-110 кВ, ШМ Т-2 110 кВ	ТОГФ-110 600/5 0,5S Рег. № 61432-15	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,3
67	ПС 110 кВ ПС «БОС» 110 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.4, Т-1	ТОЛ-10-1 1500/5 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-08			Активная	3,0	3,3
							Реактивная	4,6	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
68	ПС 110 кВ ПС «БОС» 110 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.15, Т-2	ТЛМ-10 1500/5 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 6000/100 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Inom (Imакс) = 5 (10) А Uном = 100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-08	УСПД КТУ 327-Е1-В04-М04, Рег. № 41907-09 / УССВ-2, Рег. № 54074-13	Сервер баз данных с АРМ ПАО «Акрон» с ПО «АльфасЕНТР»	Активная Реактивная	3,0 4,6	3,3 5,6

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от Inom, cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УСВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ±5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№36, 37, 39-50, 53, 54, 67, 68 для ИК №№65, 66 - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 5 до 120 От 2 до 120 0,9 инд. От 49,8 до 50,2 От плюс 20 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 36, 37, 39–50, 53, 54, 67, 68 для ИК №№ 65, 66 коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, ТН, °C ИК №№ 36, 37, 39–50, 53, 54, 67, 68 ИК №№ 65, 66 - Счетчиков, °C - УСПД, УССВ, сервера БД, °C	От 95 до 105 От 5 до 120 От 2 до 120 От 0,5 до 1,0 От 0,5 до 0,87 От 49,5 до 50,5 От плюс 5 до плюс 35 От минус 30 до плюс 30 От плюс 5 до плюс 35 От плюс 15 до плюс 25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков - трансформаторов тока - трансформаторов напряжения - УСПД - УССВ	120000 219000 219000 100000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе решений:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуска УСПД;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

в) сервер БД:

- изменения значений результатов измерений;
- изменения коэффициентов ТТ и ТН;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- пропадания питания;
- замены счетчика.

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД.

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	7 шт.
	ТПОЛ-10	4 шт.
	ТПШЛ-10	16 шт.
	ТПЛ-10-М	4 шт.
	ТОГФ-110	6 шт.
	ТЛМ-10	2 шт.
	ТОЛ-10-I	2 шт.
	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	8 шт.
	ЗНОЛП-ЭК-10	9 шт.
	НТМИ-6-66	2 шт.
	НТМИ- 6	3 шт.
	НАМИ-110	6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ	5 шт.
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	15 шт.
УСПД	RTU 327-E1-B04-M04	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Сервер баз данных с АРМ	ПАО «Акрон»	1 шт.
Программное обеспечение	«Альфа-ЦЕНТР» АС SE	1 шт.
Методика измерений	58317473.411711.2109-03.МИ	1 шт.
Паспорт	58317473.422231.1610-03.ПС	1 шт.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2109-03.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ПАО «Акрон». Свидетельство об аттестации № 1-RA.RU.311468-2022 от 17.01.2022, выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU.311468 от 21.01.2016

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)

Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, ул. Большая Посадская, д. 16, литера А,
помещение 5-Н № 2

ИНН 7806123441

Телефон: 8 (812) 612-17-20, факс: 8 (812) 612-17-19

E-mail: office@oku.com.ru

Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» июля 2022 г. № 1634

Регистрационный № 72865-18

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть» (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя 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 в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» на базе закрытой облачной системы, ПО «Пирамида Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. По окончании интервала интегрирования мощности (30 мин) текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в 30 мин автоматически опрашивают счетчики электрической энергии и считывают 30-минутные профили электроэнергии, журналы событий. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД по ИК №№ 1-11, 18 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» в автоматическом режиме раз в сутки передает результаты измерений на сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» в формате электронного документа XML, данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД по ИК №№ 12-17, 19, 20 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики по ИК №№ 21, 22 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные профили используются сервером ООО «Ивановоэнергосбыт» для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. АРМ считывает данные из сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и осуществляет передачу данных в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» с электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), филиал АО «СО ЕЭС», смежному субъекту в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго», часы сервера ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» с соответствующим УСВ происходит с цикличностью один раз в час. Корректировка часов серверов от УСВ осуществляется независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» с соответствующим УСВ происходит с цикличностью один раз в час. Корректировка часов сервера от УСВ осуществляется независимо от величины расхождения.

Для ИК №№ 1-11, 18 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний с часами серверов более ± 1 с.

Для ИК №№ 12-17, 19, 20 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Для ИК №№ 21, 22 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Для ИК №№ 1-20 сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами УСПД более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 397, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида Сети». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида Сети» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование ПО	ПО «Пирамида Сети»
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 601	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго», УСВ-2, рег. № 41681-10 Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактив- ная
2	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 605	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
3	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 609	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактив- ная
4	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 613	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
5	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 618	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
6	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф. 623	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
7	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, Ф. 605	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04		активная реактив- ная
8	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф. 614	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
9	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 623	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактив- ная
10	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 626	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
11	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, Ф. 637	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 35 кВ Город- ская, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, ввод Т1 6 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1500/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактив- ная
13	ПС 35 кВ Город- ская, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, ввод Т2 6 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1500/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			активная реактив- ная
14	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 103	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактив- ная
15	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 123	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			активная реактив- ная
16	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 124	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			активная реактив- ная
17	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, II СШ-10 кВ, Ф. 121	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 621	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго», УСВ-2, рег. № 41681-10; Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактив- ная
19	ПС 110 кВ Авто- заводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, яч. 29, Ф. 122	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.н. 300/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОМ С70, Рег. № 28822-05	Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактив- ная
20	ПС 110 кВ Авто- заводская, РУ-10 кВ, II СШ-10 кВ, яч. 34, Ф. 130	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОМ С70, Рег. № 28822-05		активная реактив- ная
21	КТП-55 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	—		активная реактив- ная
22	ВЛ 0,4 кВ Ф. 1, оп. 38, ЩУ-0,4 кВ	ТТН-Ш кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 75345-19	—	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	—		активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

Примечания:					
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.					
3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).					
4 Замена оформляется актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами и настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-11, 14-17 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5S	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
12, 13 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5S	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±3,0	±2,5	±2,2	±2,2
18, 20 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
19 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
21 ТТ – 0,5S; Счетчик – 0,5S	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±2,4	±2,1	±2,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
22 ТТ – 0,5; Счетчик – 0,5S	1,0	-	±2,0	±1,4	±1,3
	0,9	-	±2,4	±1,6	±1,4
	0,8	-	±2,9	±1,8	±1,6
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,8
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-11, 14, 15, 17 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
12, 13 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	±7,1	±4,1	±2,7	±2,5
	0,6	±5,6	±3,4	±2,4	±2,2
	0,71	±5,5	±3,3	±2,3	±2,2
	0,87	±4,4	±2,8	±2,1	±2,1
16 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2
18, 20 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,44	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,6	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,71	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,87	-	±3,2	±2,1	±1,9
19 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,44	±6,6	±3,9	±3,0	±3,0
	0,6	±4,7	±2,9	±2,4	±2,4
	0,71	±3,8	±2,5	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,0	±1,8	±1,8
21 ТТ – 0,5S; Счетчик – 1,0	0,44	±7,2	±4,8	±4,0	±4,0
	0,6	±5,5	±4,1	±3,7	±3,7
	0,71	±4,8	±3,8	±3,5	±3,5
	0,87	±4,2	±3,3	±3,2	±3,2
22 ТТ – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,0	±4,4	±3,8
	0,6	-	±5,3	±3,8	±3,5
	0,71	-	±4,5	±3,5	±3,3
	0,87	-	±3,8	±3,3	±2,9

Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с

Примечания:

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

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы допускаемой относительной погрешности, соответствующие вероятности P = 0,95.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	22
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК 12, 13, 19, 21 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УСВ, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК, Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа ЭКОМ-3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа СИКОН С70: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 140000 2 220000 2 75000 2 70000 2 35000 2 45000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	56 10 113,7 10
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий счетчиков, УСПД и серверов фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электроэнергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД.

- защита 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 времени в:

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

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПФ-10	8
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	3
Трансформатор тока шинный	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3
Трансформатор тока проходной	ТПОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234	1
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	3
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго»	—	1
Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт»	—	1
Паспорт-формуляр	РТ.7731411714.424179.32. ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2018.31841.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»

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

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

Изготовитель

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

ИНН 3329033950

Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис № 3

Юридический адрес: 600000, г. Владимир, ул. Большая Московская, д. 22а

Телефон: (4922) 33-81-51, (4922) 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

Испытательный центр

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

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

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

Факс: (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

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

В части вносимых изменений

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» июля 2022 г. № 1634

Регистрационный № 50784-12

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи 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 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, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 608. 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)	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 ИК и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительных каналов				К _{ТТ} ·К _{ТИ} ·К _{СЧ}	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	УССВ ИВК			Основная относительная погрешность, (±δ), %	Относительная погрешность в рабочих условиях, (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
001	КРУН 35 кВ, яч. №8, отпайка ВЛ 35 кВ Кролевцы – Владивосток	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТИ} =400/1 рег. № 28402-04	A	RTU-325H, рег. № 44626-10 СТВ-01, рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8	
				B					
				C					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТИ} =35000/√3:100/√3 рег. № 28404-04	A					
				B					
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{СЧ} =1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
002	КРУН 35 кВ, яч. №1, отпайка ВЛ 35 кВ Соловейкиноч - ВлДивосток	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/1 рег. № 28402-04	A	140000	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B				
				C				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3;100/√3 рег. № 28404-04	A	140000	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{Сч} =1 рег. № 31857-06	Альфа А1800				
003	Ввод 0,4 кВ ТСН-5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1250/5 рег. № 31089-06	A	250	Активная Реактивная	0,8 1,9	5,3 2,6
				B				
				C				
		ТН	-	A	250	Активная Реактивная	0,8 1,9	5,3 2,6
				B				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{Сч} =1 рег. № 31857-06	Альфа А1800				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
004	Ввод 0,4 кВ ТСН-6	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГТ} =1250/5 рег. № 31089-06	A	ASK	КТУ-325Н, рег. № 44626-10 СТВ-01, рег. № 49933-12	250	Активная Реактивная	0,8 1,9	5,3 2,6
				B	ASK					
				C	ASK					
		ТН	A	-						
			B	-						
005	ОРУ 220кВ, яч. №9, ВЛ 220 кВ Владивосток-Суходол	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 рег. № 31857-06	Альфа А1800						
				ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =1000/1 рег. № 23747-02	A	СА 245			
						B	СА 245			
		C	СА 245							
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГТ} =220000/√3/100/√3 рег. № 83425-21	A	ДФК-245					
B	ДФК-245									
C	ДФК-245									
	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 рег. № 31857-06	Альфа А1800							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ,									5	
входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с										

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5) % I_{ном} cosφ = 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.
- 4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 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.

Таблица 3 - 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	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур 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-325H: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	GI-36	6 шт.
Трансформатор тока	ASK	6 шт.
Трансформатор тока	CA 245	3 шт.
Трансформатор напряжения	GE-36	6 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	DFK-245	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	ТЕ.411711.608.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) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»

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 «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»

(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

ИНН 7705803916

Адрес: 107031, г. Москва, ул. Рождественка, д.5/7, стр.2, пом. V, комн. 18

Телефон: +7 (495) 795-09-30

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46, тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

в части вносимых изменений

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

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский 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 «5» июля 2022 г. № 1634

Регистрационный № 51600-12

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Русская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Русская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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 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, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 0209-11. 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)	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 и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	Метрологические характеристики			
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД УССВ ИВК		Вид энергии	Основная относительная погрешность, (±δ), %	Относительная погрешность в рабочих условиях, (±δ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
003	КВЛ 110 кВ «Русская» - Эршфельд I цепь	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 37750-08	A	RTU-325T per. № 44626-10 СТВ-01 per. № 49933-12	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 2,0	
			ТН-1	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21					B
									C
		ТН-2							К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21
			B						
			C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{СЧ} = 1 № 31857-06	Альфа А1800							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4			5	6	7	8	9
004	КВЛ 110 кВ «Русская» - Эршелъд II цепь	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 37750-08	A	VIS WI	RTU-325T per. № 44626-10 СТВ-01 per. № 49933-12	550000	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 2,0	
		ТН-1	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21	A	DDB-123						
				B	DDB-123						
				C	DDB-123						
		ТН-2	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21	A	DDB-123						
				B	DDB-123						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	C	DDB-123						
009	КВЛ 35 кВ КЭТ-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 500/5 № 79984-20	A	ТОЛ-СЭЩ-35-02 У2	RTU-325T per. № 44626-10 СТВ-01 per. № 49933-12	35000	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8	
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-02 У2						
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-02 У2						
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35						
ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35								
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	C	ЗНОЛ-СЭЩ-35						

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

[illegible]

1	2	3	4			5	6	7	8	9				
017	КЛ 110кВ резерв	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 37750-08	A	VIS WI	RTU-325T per. № 44626-10 СТВ-01 per. № 49933-12	550000							
				B	VIS WI									
				C	VIS WI									
		ТН-1	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21	A	DDB-123						Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 2,0	
				B	DDB-123									
				C	DDB-123									
		ТН-2	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 83413-21	A	DDB-123									Альфа А1800
				B	DDB-123									
				C	DDB-123									
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06											

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.
- 4 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 2 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.

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

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	VIS WI	15 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-02 У2	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	12 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	DDB-123	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	ТДВ.009.02.11.ПСР 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) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Русская», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Русская»

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 «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д.60а, оф.1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

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

телефон: +7 (495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский 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