

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

**Сведения
об утвержденных типах средств измерений**

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытание	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Шаблоны для фасок	Holox	C	86698-22	0010F, 0012F, 0011F	Компания Hoffmann GmbH Qualitätswerkzeuge, Германия	Компания Hoffmann GmbH Qualitätswerkzeuge, Германия	OC	МП 79-233-2021	1 год	Закрытое акционерное общество "Хоффманн Профессиональный Инструмент" (ЗАО "Хоффманн Профессиональный Инструмент"), г. Санкт-Петербург	Уральский УНИИМ - филиала ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	30.12.2021
2.	Преобразователи плотности газа	Turbo Flow UDM	C	86699-22	модиф. UDM-B - зав. № 1040005, модиф. UDM-I - зав. № 1040004, модиф. UDM-I исп. Н - зав. № 1040006	Общество с ограниченной ответственностью НПО "Турбулентность-ДОН" (ООО НПО "Турбулентность-ДОН"),	Общество с ограниченной ответственностью НПО "Турбулентность-ДОН" (ООО НПО "Турбулентность-ДОН"),	OC	МП 2302-0003-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью НПО "Турбулентность-ДОН" (ООО НПО "Турбулентность-ДОН"),	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	15.06.2022

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО "Технопарк Волхонский"	Обозначение отсутствует	E	86700-22	001	г. Москва	Акционерное общество "Объединенная бытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	г. Москва	Акционерное общество "Объединенная бытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	01.07.2022
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭК "Евразия" вторая очередь	Обозначение отсутствует	E	86701-22	002	г. Москва	Акционерное общество "Объединенная бытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энерго-бытовая компания "Евразия" (ООО "ЭК "Евразия"), г. Екатеринбург	ООО "Метро-Сервис", г. Красноярск	30.06.2022
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	E	86702-22	2022-004	г. Москва	Акционерное общество "Объединенная бытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энерго-бытовая компания Кузбасса" (ООО "ЭСКС"), г. Кемерово	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", г. Кемерово	15.07.2022

цифровые				7036614002; 7036414002	цифровое общество "РОСМА" (ЗАО "РОСМА"), Ленинградская обл., Гатчинский район, городской поселок Вырица	цифровое общество "РОСМА" (ЗАО "РОСМА"), Ленинградская обл., Гатчинский район, городской поселок Вырица	406127-2022				"МЦЭ", г. Москва	
9. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ "Волхов-Северная" (Рек. №1)	Обозначение отсутствует	E	86706-22	001	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 062-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	22.07.2022
10. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК	Обозначение отсутствует	E	86707-22	003	Акционерное общество "Энергетическая компания АтомСбыт" (АО "Атомсбыт"), г. Воронеж	Акционерное общество "Энергетическая компания АтомСбыт" (АО "Атомсбыт"), г. Воронеж	ОС	МП 061-2022	4 года	Акционерное общество "Энергетическая компания АтомСбыт" (АО "Атомсбыт"), г. Воронеж	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	21.07.2022
11. Система ав-	Обозна-	E	86708-22	У021	Публичное	Публичное	ОС	МП-058-	4 года	Общество с	ООО "Энер-	03.06.2022

томатизирующая информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Козырево	чение отсутствует					акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	2022		ограниченной ответственностью Управляющая компания "РусЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	Тест", г. Москва	
12. Трансформаторы напряжения	ОТЕФ 245	Е	86709-22	2008/477057, 2008/477058, 2008/477060, 2008/477061, 2008/477062, 2010/484655		Фирма "AREVA T&D Messwandler GmbH", Германия	Фирма "AREVA T&D Messwandler GmbH", Германия	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.07.2022
13. Система автоматизирующая информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "АЛТЕК"	Обозначение отсутствует	Е	86710-22	01-2022		Акционерное общество "Первая сбытовая компания" (АО "Первая сбытовая компания"), г. Белгород	Общество с ограниченной ответственностью "АЛТЕК" (ООО "АЛТЕК"), Белгородская обл., г. Старый Оскол	МП 065-2022	4 года	Акционерное общество "Первая сбытовая компания" (АО "Первая сбытовая компания"), г. Белгород	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	02.08.2022
14. Система автоматизирующая информационно-	Обозначение отсутствует	Е	86711-22	02		Общество с ограниченной ответственностью "Систе-	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕР-	МП 066-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	02.08.2022

но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Горько-Балковской МГЭС						мы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ГОМИН" (ООО "ЭНЕРГОМИН"), Ставропольский край, г. Буденновск					Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва		
15. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Газпром энергосбыт Тюмень" (ООО "БК-АЛПРОФ")	Обозначение отсутствует	E	86712-22	3		Общество с ограниченной ответственностью "Системы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	Акционерное общество "Газпром энергосбыт Тюмень" (АО "Газпром энергосбыт Тюмень"), г. Сургут	ОС	МП 069-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва		08.08.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86712-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (ООО «БК-АЛПРОФ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (ООО «БК-АЛПРОФ») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (ООО «БК-АЛПРОФ»), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер синхронизации времени (УСВ) ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний (2-ой) уровень АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление. Также, на верхнем – третьем уровне системы выполняется 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 ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов Сервера БД. Коррекция часов Сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении часов Сервера БД и времени приемника. Часы счетчиков синхронизируются от часов Сервера сбора данных автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени часов счетчиков и Сервера БД более чем на ± 1 с.

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

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 3

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10кВ «Промзона-2», яч. 9	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,0
2	ПС 110/10кВ «Промзона-2», яч. 35	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		реактивная	±2,7	±4,8
						активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110/35/10кВ «Б-3», ЗРУ-10кВ, яч. №32	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 363-49	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
4	ПС «Автогараж», ЗРУ-10кВ, яч. №4	ТОЛ-10-I-2 У2 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,9
5	ЦРУ-10кВ, ввод №2, яч. №15	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	РиМ 489.32 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64195-16		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1, 2, 3, 4 от 0 до + 40 °С; для ИК № 5 от 0 до плюс 28 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных 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.								
							±5	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ТЕ3000.03 для счетчика РИМ 489.32 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 140000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НОМ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ3000.03	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	РиМ 489.32	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.011.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (ООО «БК-АЛПРОФ»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

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.

Правообладатель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт Тюмень»

(АО «Газпром энергосбыт Тюмень»)

ИНН 8602067215

Адрес: 628426, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, проспект Мира, дом 43

Телефон: 8 (3462) 77-77-77

Факс: 8 (3462) 93-57-05

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»

(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111020, г. Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Телефон: 8 (495) 772-41-56

Факс: 8 (495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

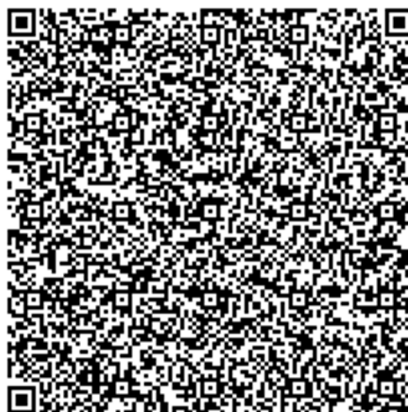
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Шаблоны для фасок Horex

Назначение средства измерений

Шаблоны для фасок Horex (далее – шаблоны) предназначены для измерений параметров фаски – угла скоса и длины.

Описание средства измерений

Принцип измерений с помощью шаблонов основан на совмещении измерительных поверхностей шаблона с поверхностями детали, образующими фаску и считывании с основной шкалы и вспомогательного нониуса значений перемещения линейки, соответствующего измеряемой длине фаски.

Шаблоны состоят из корпуса, измерительной линейки и упорной планки. На корпусе нанесена шкала нониуса с ценой деления 0,1 мм, и размещены зажимные устройства измерительной линейки и упорной планки. В состав шаблона входят три измерительных линейки, которые содержат основную шкалу и воспроизводят номинальный угол скоса фаски: 30°, 45° и 60°.

Общий вид шаблонов представлен на рисунке 1.

Шаблоны имеют маркировку, нанесенную на футляр и (или) на корпус шаблона, и состоят из арабских цифр и латинских букв. Надписи маркировки выполнены методом лазерной гравировки, и содержат заводской номер.

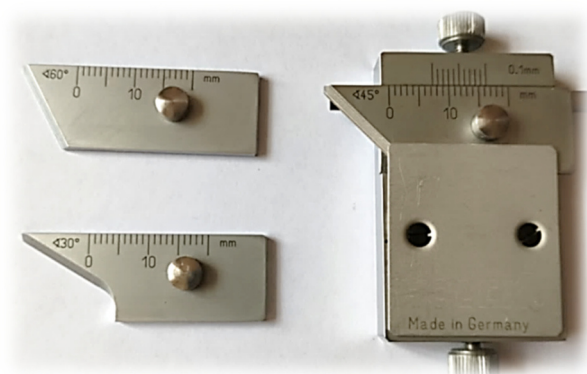


Рисунок 1 – Общий вид шаблонов для фасок Horex

Пломбирование шаблонов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на шаблон не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики шаблона

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений длины фаски, мм	от 0 до 10
Цена деления нониуса, мм	0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении длины фаски, мм	$\pm 0,1$
Номинальные значения углов скоса фасок	30°, 45°, 60°
Допускаемые отклонения углов скоса фасок от номинальных значений	15'

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметр шероховатости Ra измерительных поверхностей линейки, упорной планки и корпуса, мкм, не более	0,32
Параметр шероховатости Ra вспомогательных поверхностей линейки, упорной планки, мкм, не более	0,63
Отклонение от плоскостности и прямолинейности измерительных и вспомогательных поверхностей корпуса, линейки и упорной планки на 100 мм длины измерительной поверхности, мм, не более	0,01
Отклонение от перпендикулярности плоских измерительных поверхностей корпуса и упорной планки на 100 мм длины измерительной поверхности, мм, не более	0,02
Разность ширины штрихов шкал измерительной линейки и нониуса в пределах одной шкалы одного шаблона относительно ширины штриха, не более	1/3
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более	от +15 до +25 80
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	48 30 8
Масса, г, не более	250
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносят на титульный лист «Руководства по эксплуатации» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Шаблон для фасок	Holex	1 шт.
Измерительные линейки	-	3 шт.
Футляр	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 6 «Использование шаблона» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
Стандарт предприятия. Шаблоны для фасок Horex.

Правообладатель

Компания Hoffmann GmbH Qualitätswerkzeuge
Адрес: Haberlandstrabe 55, D-81241 München, Германия
Телефон (факс): +(49)89 8391 0 (+(49)89 8391 89)
Web-сайт: www.hoffmann-group.com

Изготовитель

Компания Hoffmann GmbH Qualitätswerkzeuge
Адрес: Haberlandstrabe 55, D-81241 München, Германия
Телефон (факс): +(49)89 8391 0 (+(49)89 8391 89)
Web-сайт: www.hoffmann-group.com

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Телефон: (343) 350-26-18

Web-сайт: www.uniim.ru

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86699-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи плотности газа Turbo Flow UDM

Назначение средства измерений

Преобразователи плотности газа Turbo Flow UDM (далее – преобразователи плотности UDM) предназначены для измерений плотности газа.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей плотности UDM – акустический, основан на измерении скорости распространения ультразвуковых волн (далее — скорость звука) в измеряемой среде путём измерения времени прохождения импульса ультразвука между расположенными на фиксированном расстоянии друг от друга приёмником и передатчиком. Плотность газа функционально связана с давлением, температурой и скоростью звука в газе при условиях измерений. На основе измеренных значений скорости звука и данных об абсолютном давлении и температуре газа, полученных от внешних преобразователей давления, внешних или встроенных преобразователей температуры, электронный блок преобразователя плотности UDM выполняет вычисления плотностей газа при условиях измерений и пересчёт измеренных значений плотностей газа к стандартным (нормальным) условиям.

Преобразователи плотности UDM состоят из ультразвукового первичного преобразователя (далее – УПП) и электронного блока (далее – ЭБ).

УПП в зависимости от модификации преобразователя плотности UDM выполнен в виде штанги с закрепленными ультразвуковыми приемо-передатчиками и встроенным платиновым термопреобразователем сопротивления с номинальной статической характеристикой Pt100 (100П) или в виде измерительной камеры без встроенного термопреобразователя сопротивления.

ЭБ осуществляет аппаратную обработку электрических сигналов от ультразвуковых приемо-передатчиков УПП, внешнего преобразователя давления, внешнего или встроенного термопреобразователя сопротивления и преобразует их в численные значения плотности газа при условиях измерений и при нормальных (стандартных) условиях в режиме реального времени с последующим формированием цифрового выходного сигнала (интерфейс RS485). ЭБ дополнительно имеет программируемые токовый и частотный выходы для передачи измерительной информации на устройства обработки информации верхнего уровня.

В зависимости от способа применения преобразователи плотности Turbo Flow UDM выпускаются в двух модификациях UDM-B и UDM-I.

Преобразователи плотности UDM, модификации UDM-B предназначены для измерений плотности инертных и углеводородных газов, не агрессивных к материалу УПП на линиях трубопроводов при подключении измерительной камеры УПП к техпроцессу способом «закрытый байпас». Подключение измерительной камеры УПП к трубопроводам осуществляется посредством двух штуцеров. Информацию о текущих значениях температуры и давления газа ЭБ преобразователя плотности UDM получает от внешних преобразователей температуры и давления (в основной комплект поставки не входят) по линиям связи.

Общий вид преобразователей плотности Turbo Flow модификации UDM-B представлен на рисунке 1а.



Рисунок 1а – Общий вид преобразователя плотности модификации UDM-B

Преобразователи плотности UDM модификации UDM-I предназначены для измерений плотности непосредственно в потоке или в среде газа при установке УПП внутрь трубопровода или резервуара для хранения газа (исполнение S) или в дымовую трубу (исполнение Н). Измерение температуры газа осуществляется с помощью встроенного в УПП платинового термопреобразователя сопротивления с номинальной статической характеристикой Pt100 (100П). Информацию о текущем давлении газа ЭБ преобразователя плотности UDM получает от внешнего преобразователя давления (в основной комплект поставки не входит) по линиям связи.

Общий вид исполнений преобразователей плотности Turbo Flow UDM, модификации UDM-I представлен на рисунках 1б, 1в и 1г.

В зависимости от состава и свойств измеряемого газа преобразователи плотности Turbo Flow UDM, модификации UDM-I выпускаются в двух исполнениях:

- S – инертные, углеводородные газы, не агрессивные к материалу УПП;
- Н – дымовые газы.

Исполнения S и Н не имеют внешних отличий.

В зависимости от типа крепления УПП к стенке трубопровода или резервуара преобразователи плотности Turbo Flow UDM, модификации UDM-I выпускают в двух исполнениях:

- Г — гайка (рисунки 1б и 1в);
- Ф — фланец (рисунок 1г);

В зависимости от способа расположения ЭБ преобразователи плотности Turbo Flow

UDM, модификации UDM-I выпускают в двух исполнениях:

К – ЭБ установлен на корпус УПП (рисунки 1в и 1г);

V - ЭБ установлен отдельно от корпуса УПП и соединён с ним кабелем (рисунок 1б)



Рисунок 1б



Рисунок 1в



Рисунок 1г

В зависимости от температуры измеряемой среды преобразователи плотности Turbo Flow UDM выпускают в исполнениях T1, T2, T3 и T4. Значения диапазонов температуры в зависимости от исполнений приведены в таблице 2 – Основные технические характеристики.

В зависимости от наличия/отсутствия индикатора и клавиатуры управления ЭБ преобразователей плотности Turbo Flow UDM выпускают в двух исполнениях:

0 – ЭБ без индикатора (рисунок 2а);

1 – ЭБ с индикатором и клавиатурой управления (рисунок 2б).



Рисунок 2а



Рисунок 2б

Шифры исполнений указывают в паспорте на преобразователь плотности Turbo Flow UDM.

Измерительная информация считывается с ЭБ преобразователя плотности UDM с помощью специализированного программного обеспечения по проводным или беспроводным интерфейсам на ПК. Также имеется интерфейс для передачи информации в другие информационные системы управления или учета ресурсов. Кроме того, ЭБ обрабатывает управляющие сигналы, которые поступают на цифровые входы, и обеспечивает связь с внешними ведущими устройствами по протоколам Modbus RTU или HART.

Для возможности дистанционного (локального) считывания информации преобразователь плотности UDM может быть укомплектован выносным терминалом (далее – ВТ или ВТ(М)) или шкафом с персональным компьютером (ШПК) или организована прямая передача данных на персональный компьютер со специализированным программным обеспечением (АРМ). ВТ может быть выполнен в пластиковом (ВТ) или металлическом (ВТ(М)) корпусе.

В преобразователях плотности UDM реализованы функции расчёта дополнительных параметров, таких как состав бинарных (2-х компонентных) газов, теплотворная способность и число Воббе, оценивается концентрация компонентов природного газа по 10 основным газам в смеси (метан, этан, пропан, и-бутан, н-бутан, и-пентан, н-пентан, гексан, азот и двуокись углерода) без нормирования метрологических характеристик.

Формат и место нанесения заводского номера (1), знака утверждения типа (2) представлены на рисунке 3. Способ нанесения — лазерная маркировка.



Рисунок 3 – Общий вид таблички паспортной на ЭБ преобразователя плотности UDM

Формат и место нанесения заводского номера (1) на табличку паспортную УПП, представлены на рисунках:

- 4а для УПП модификации UDM-B;
- 4б для УПП модификации UDM-I.

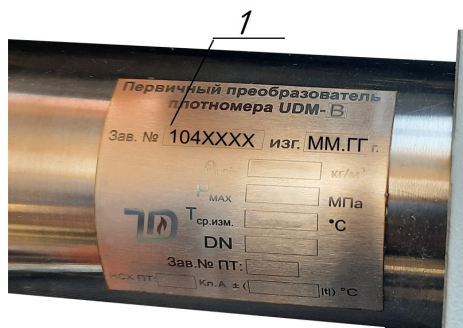


Рисунок 4а



Рисунок 4б

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 5 – 6.

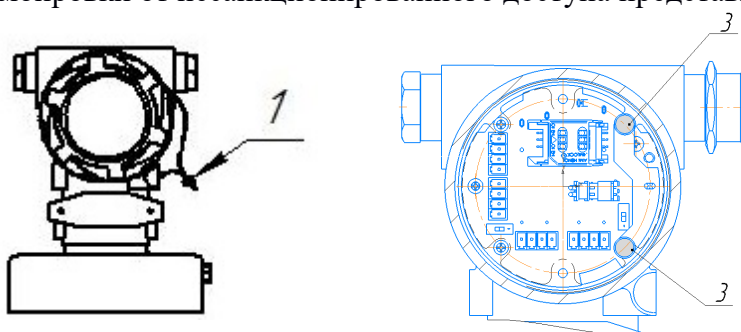
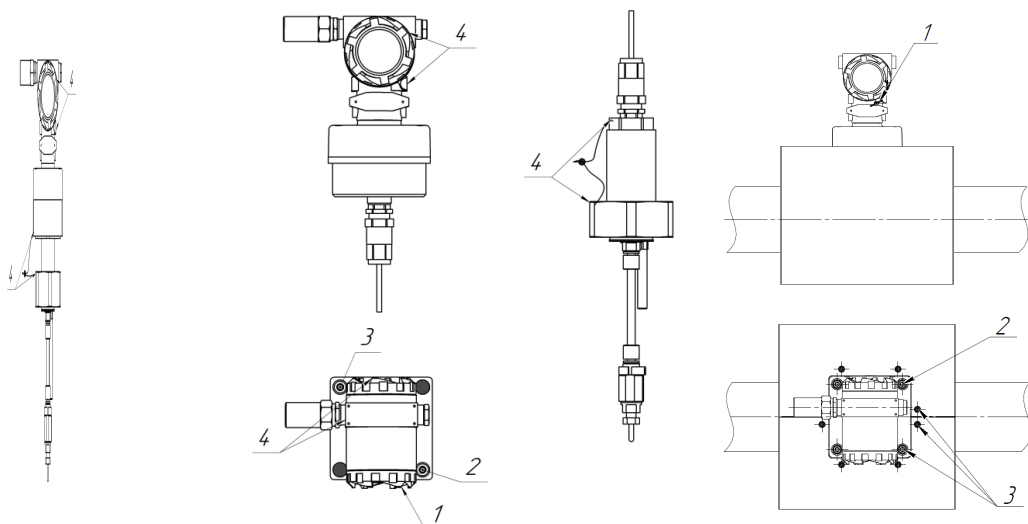


Рисунок 5 – Электронный блок

Знак поверки наносится в паспорт и (или) на свидетельство о поверке.



а) вид сбоку

б) вид сверху

Рисунок 6 – Пломбировка УПП и ЭБ (расположение ЭБ относительно УПП)

- 1, 4 – места для установки свинцовой пломбы;
- 2 – места для нанесения знака поверки способом давления на специальную мастику;
- 3 – пломбы предприятия-изготовителя способом давления на специальную мастику.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) преобразователя плотности UDM по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти, разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую часть.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UDM
Номер версии (идентификационный номер МЗЧ) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	0x8D79EEBD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Возможность влияния на метрологически значимую часть ПО преобразователя плотности UDM через интерфейс связи отсутствует. ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики средства измерений. В ЭБ дополнительно реализована защита от внешних изменений с помощью переключателя.

Уровень защиты ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	2	3	4
Модификации	UDM-B	UDM-I исполнение S	UDM-I исполнение H
Диапазоны измерений плотности газа в рабочих условиях, кг/м ³	1) от 0,14 до 350,00* 2) от 0,42 до 350,00		от 0,48 до 3,50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа в рабочих условиях, %	±0,3; ±0,5 во всём диапазоне измерений плотности газа 1); ±0,14** только в поддиапазоне измерений плотности газа 2)		±1,5 во всём диапазоне измерений плотности газа
Пределы допускаемой относительной погрешности результата измерений плотности газа, приведенной от условий измерений к стандартным условиям, %	±(X + 0,1) где X – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа в рабочих условиях, %		

Продолжение таблицы 2

* максимальный диапазон измерений плотности газа; для конкретного преобразователя плотности диапазон измерений, не превышающий максимального, указывается в паспорте;
 **при условии измерений:
 – температуры газа с абсолютной погрешностью, °С, не хуже $\pm(0,15 + 0,002 \cdot |t|)$
 где: t – измеренное значение температуры газа, °С
 – давления газа с относительной погрешностью, %, не хуже $\pm(0,1 + 0,01 P_{\max}/P)$, при $P_{\max}/P \leq 3$
 где: P – измеренное значение давления газа, МПа
 $P_{\max}$ – верхний предел измерений используемого СИ давления, МПа.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	UDM-B	UDM-I исполнение S	UDM-I исполнение H
1	2	3	4
Диапазон выходных сигналов: – токовый, мА	от 4 до 20		
Цифровые проводные интерфейсы	протокол HART, протокол MODBUS RTU по интерфейсам RS-232, RS-232 TTL и RS-485		
Цифровые беспроводные интерфейсы	GSM, GPRS, Bluetooth, NB-IOT, NB-Fi, LoRa		
Маркировка взрывозащиты	1Ex db ma [ia Ga] IIC T4 Gb		
Потребляемая мощность, Вт, не более	10		
Масса, кг, не более: – электронный блок (ЭБ): – первичный преобразователь (УПП)	6 20**		
Габаритные размеры для модификаций, мм, не более: – длина – ширина – высота	350 350 1700		
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	70 000		
Средний срок службы, лет	12		
Условия эксплуатации			
Измеряемая среда	Газы, не агрессивные к материалу первичного преобразователя		
Диапазон температуры измеряемой среды, °С, исполнения: - T1 - T2 - T3 - T4	от - 40 до + 70 от - 60 до + 70 - -		- - от -40 до +260 от -40 до +450
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, МПа, не более	32		0,14

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение		
	UDM-B	UDM-I исполнение S	UDM-I исполнение H
1	2	3	4
Параметры окружающего воздуха: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от - 50 до + 80 до 95 от 84,0 до 106,7		
Скорость потока газа, м/с, не более	65	40	120
Напряжение питания, В: – от сети постоянного тока – ВТ от сети переменного тока – ВТ от АКБ или автономного источника постоянного тока	от 12 до 24 220 ± 10 от 12 до 24		
**без учёта дополнительной массы соединительного фланца, гайки или штуцера (определяется заказом)			

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы руководства по эксплуатации, паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт. (компл.)
Преобразователь плотности UDM	Turbo Flow UDM	1
Преобразователи плотности Turbo Flow UDM. Руководство по эксплуатации ¹	ТУАС.413161.001 РЭ	1 (по заказу)
Паспорт	ТУАС.413161.001 ПС	1
Копия методики поверки ¹	-	1 (по заказу)
Комплект монтажных частей	-	1 (по заказу)
ПО ПК конфигурирования (компакт-диск или Flash-накопитель) ¹	-	1 (по заказу)
Система кабельных соединений	-	1 (по заказу)
Примечание: 1 – доступно на сайте изготовителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ТУАС.413161.001 РЭ, п.1.3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.52-033-70670506-2021 Технические условия. Преобразователи плотности газа Turbo Flow UDM.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность-ДОН»
(ООО НПО «Турбулентность-ДОН»)
ИНН 6141021685

Адрес юридический: 129110, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Мещанский, ул. Щепкина, д. 47, стр. 1, офис V, ком. 11

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность-ДОН»
(ООО НПО «Турбулентность-ДОН»)
ИНН 6141021685

Адрес юридический: 129110, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Мещанский, ул. Щепкина, д. 47, стр. 1, офис V, ком. 11

Адрес места осуществления деятельности: 346800, Ростовская область, Мясниковский район, с. Чалтырь, 1 км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. № 6/8

Телефон/факс: +7 (863) 203-77-80 / 203-77-81

E-mail: info@turbo-don.ru

Web-сайт: www.turbo-don.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»).

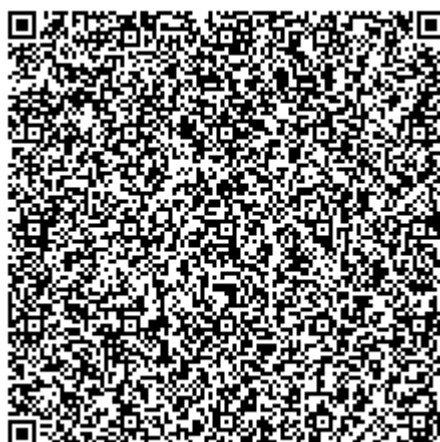
Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: +7 812 251-7601, факс: +7 812 713-0114

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86700-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Технопарк Волхонский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Технопарк Волхонский» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) 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;

обработка, формирование и передача 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 – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – уровень информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) включает в себя сервер баз данных АО «ОСК» (далее – сервер БД), устройство синхронизации системного времени, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), программное обеспечение «АльфаЦентр».

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 счетчиков.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, 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 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, сервер БД), предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – 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 системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

УССВ-2 каждую секунду посылает метку точного времени на сервер БД и при расхождении времени более чем на 1 с программное обеспечение УССВ-2 производит синхронизацию часов сервера БД.

Сервер БД не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на 2 секунды происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий коррекции.

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 №001 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 (далее – 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	4.26.4.0 и выше 4.26.5.1 и выше 4.26.2.0 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 «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной от-носительной погрешности, %	Границы допускаемой от-носительной погрешности в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-381 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 1000/5 0,5S ГОСТ 7746 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART2-03 PR Iном (Iмакс) = 5(10) А Uном= 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S ГОСТ 31819.22-2012 по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 75755-19	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	±1,7 ±2,7	±2,6 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	КТПН-1 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 1000/5 0,5S ГОСТ 7746 Рег. № 71031-18	-	Ртутный 234 ART2-03 PR Ином (I_{макс}) = 5(10) А U_{ном}= 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S ГОСТ 31819.22-2012 по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 75755-19	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ИМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР	Активная	±1,7	±2,6
						Реактивная	±2,7	±4,8
3	КТПН-2 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 1000/5 0,5S ГОСТ 7746 Рег. № 71031-18	-	Ртутный 234 ART2-03 PR Ином (I_{макс}) = 5(10) А U_{ном}= 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S ГОСТ 31819.22-2012 по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 75755-19	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ИМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР	Активная	±1,7	±2,6
						Реактивная	±2,7	±4,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	КТПН-3 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ 1500/5 0,5S ГОСТ 7746 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Iном (Iмакс) = 5(10) А Uном= 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S ГОСТ 31819.22-2012 по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 80589-20	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ с ПО «АльфаЦЕНТР	Активная Реактивная	±1,7 ±2,7	±2,6 ±4,8

- 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 $I_{ном cos\varphi} = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденными характеристиками типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 1 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	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 от 49,85 до 50,15 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: ТТ, °C счетчиков, °C УССВ-2, сервера БД, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,85 до 50,15 от -15 до +25 от -15 до +25 от +18 до +22
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков: - Меркурий 234 - Меркурий 236 - трансформаторов тока - сервера - УССВ-2	 320000 220000 400000 70000 74500
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее сервер: хранение результатов измерений и информационных состояний средств измерений, лет, не менее	 45 3,5

Надежность системных решений:

Защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

попыток несанкционированного доступа;

связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;

коррекции текущих значений времени и даты;
отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
перерывов питания;
самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательных клеммных коробок;
 - сервера;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче.

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, шт./экз.
Трансформаторы тока	T-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока	T-0,66 М УЗ	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART2-03 PR	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-03 PQRS	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер базы данных	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	266-01-20.00.000 ПС	1
Примечание: в комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 266-01-20.03.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Технопарк Волхонский». Свидетельство об аттестации № 3-RA.RU.311468-2021, выданное Обществом с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета», аттестат аккредитации № RA.RU.311468.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Объединенная сбытовая компания» (АО «ОСК»)

Адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, Инструментальная ул., д. 3, литера А, офис 409

ИНН 7810048596

Телефон: 8 (812) 495-55-24

Факс: 8 (812) 495-55-24

E-mail: info@oskenergo.ru

Web-сайт: oskenergo.ru

Изготовители

Акционерное общество «Объединенная сбытовая компания» (АО «ОСК»)

Адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, Инструментальная ул., д. 3, литера А, офис 409

ИНН 7810048596

Телефон: 8 (812) 495-55-24

Факс: 8 (812) 495-55-24

E-mail: info@oskenergo.ru

Web-сайт: oskenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

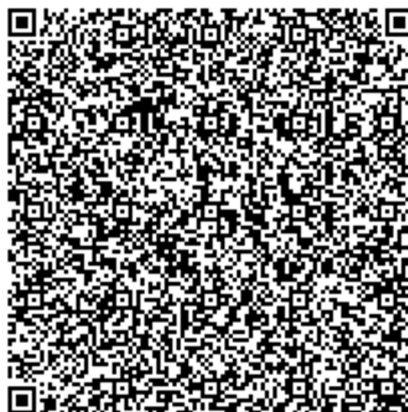
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86701-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭК «Евразия» вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭК «Евразия» вторая очередь (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 multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр», АРМ операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через оптопорт счетчиков.

Для ИК №4.1, 4.2 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №74495-19 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

Для ИК № 4.3 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений», рег. №33511-06 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу TCP/IP с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит УССВ-2 (Рег. №54074-13), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем УССВ-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении времени УССВ-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 1 с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.1, 4.2 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.3 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений».

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 29	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13
1.2	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
2.1	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 27	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
2.2	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 28	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
3.1	ТП-40 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-60 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.2	ТП-40 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13
3.3	ТП-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 КТ 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 58385-20	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
4.1	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 1 С 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 1 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
4.2	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 2 С 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 2 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4.3	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 41	ТЛО-10 КТ 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК КТ 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

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 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %
1	2	3	4
1.1 – 1.2, 2.1 – 2.2	Активная	$\pm 1,5$	$\pm 3,1$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$
3.1 – 3.3	Активная	$\pm 1,3$	$\pm 3,0$
	Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 5,2$
4.1, 4.2	Активная	$\pm 1,5$	$\pm 3,1$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$
4.3	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 2,9$
	Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,6$

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1.1 – 4.3 от плюс 10 до плюс 30 до °С

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИИК	10
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока для ИИК 1.1-3.3, % от $I_{\text{ном}}$ - сила тока для ИИК 4.1-4.3, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УССВ, сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 до 0,8 от -40 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. №36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-12):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.12 (рег. №50460-18):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М.16 (рег. №36355-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	74 500
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, суток, не менее	35
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10- I-2	8
Трансформатор тока	ТТИ-60	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АИИС. 2.1.0524.002 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия», аттестованном ООО «МетроСервис», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

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

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

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

Правообладатель

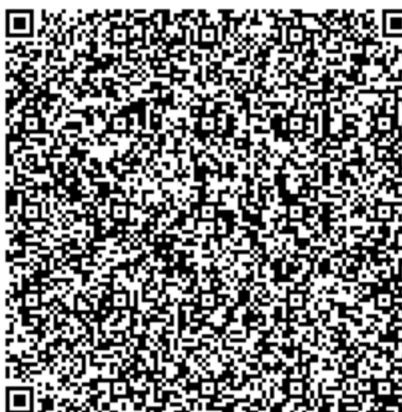
Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия» (ООО «ЭК «Евразия»)
ИНН 6658533224
Адрес: 620131, г. Екатеринбург, ул. Фролова, д. 31, офис 18.
Телефон: +7 (343) 216-00-01
Факс: +7 (343) 216-00-01
E-mail: info@ek-ea.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия» (ООО «ЭК «Евразия»)
ИНН 6658533224
Адрес: 620131, г. Екатеринбург, ул. Фролова, д. 31, офис 18.
Телефон: +7 (343) 216-00-01
Факс: +7 (343) 216-00-01
E-mail: info@ek-ea.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Телефон: +7 (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86702-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКК» для энергоснабжения ГАУ «РЦСС Кузбасса», II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКК» для энергоснабжения ГАУ «РЦСС Кузбасса», II очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- 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 («Журналы событий»);

- измерение времени и интервалов времени, ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии, и формирования данных о состоянии средств измерений;

- автоматический (не менее одного раза в сутки) или автоматизированный по запросу сбор результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;

- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте с электронной подписью;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка паролей и т.п.);
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- хранение информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных), с разграничением прав доступа;
- контроль достоверности измерений;
- диагностика технических средств и программного обеспечения;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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.

СБД уровня ИБК производит опрос цифровых счетчиков не реже одного раза в сутки. Полученная информация записывается в энергонезависимую память СБД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Основной канал связи организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде XML-файлов в форматах в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

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

На уровне ИБК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-3, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция часов сервера ИБК происходит при расхождении часов сервера ИБК и УСВ-3 более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов ИБК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени ИБК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

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

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) 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. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 2022-004. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПО «АльфаЦЕНТР»». Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Сервер БД	Основная погрешность, %
1	РП 64 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 8	ТПОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000·√3/100·√3, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9	±1,6	±2,1
2	РП 64 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТПОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000·√3/100·√3, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			±2,9	±3,5
3	РП 64 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТПОЛ-СВЭЛ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000·√3/100·√3, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			±1,6	±2,1
4	РП 64 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТПОЛ-СВЭЛ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000·√3/100·√3, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			±2,9	±3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с							±5	
Примечания:								
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);								
2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;								
3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С;								

Продолжение таблицы 2

4	Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типы с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик;
5	Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденное типа;
6	Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;
7	Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);
8	Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -60 до +55 от -60 до +55 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчик (СЭТ-4ТМ.02М): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (УСВ-3): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 40 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
параметрирования;
пропадания питания;
коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- в журнале событий сервера ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСВ;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);
 - установка пароля на электросчетчиках;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер БД	HP DL160 Gen9	1
Методика поверки	МП 14-074-2022	1
Паспорт-формуляр	82736854.АИИС.2022-004.ФО	1
Инструкция по эксплуатации КТС	82736854.АИИС.2022-004.ИЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭССК» для энергоснабжения ГАУ «РЦСС Кузбасса», II очередь, аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

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;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания Кузбасса» (ООО «ЭСКК»)

ИНН 4205140782

Адрес: 650066, Кемеровская область – Кузбасс, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон: (384-2) 57-42-00

Факс: (384-2) 57-42-19

Web-сайт: www.eskk.ru

E-mail: eskk@eskk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания Кузбасса» (ООО «ЭСКК»)

ИНН 4205140782

Адрес: 650066, Кемеровская область – Кузбасс, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон: (384-2) 57-42-00

Факс: (384-2) 57-42-19

Web-сайт: www.eskk.ru

E-mail: eskk@eskk.ru

Испытательный центр

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

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

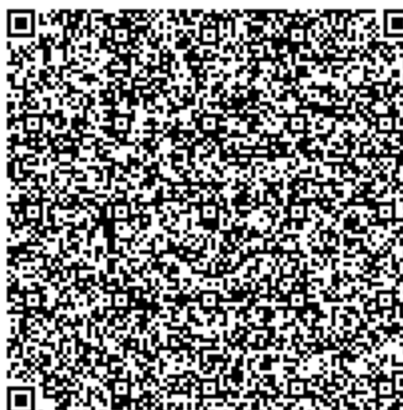
Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

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

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312319.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86703-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» ОРУ 110 кВ Мамаканская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» ОРУ 110 кВ Мамаканская ГЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного 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 сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

Сервер также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате xml-файлов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP, а также по средствам межсерверного обмена информацией по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами сервера производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 133.6, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» ОРУ 110 кВ Мамаканская ГЭС.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаяе- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Мамаканская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110 000/√3/110/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А, В, С	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная	0,6	1,4
	Мамаканская ГЭС - Мусковит (1С)						Реактивная	1,1	2,4
2	Мамаканская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110 000/√3/110/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А, В, С	A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная	0,6	1,4
	Мамаканская ГЭС – Бодай- бинская (ЗС)						Реактивная	1,1	2,4
3	Мамаканская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110 000/√3/110/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А, В, С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная	0,6	1,4
	Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь						Реактивная	1,1	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Мамаканская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110 000/ $\sqrt{3}$ /110/ $\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15 Фазы: А, В, С	А1802RALQ- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы вре- мени UTC(SU), с									±5

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденное типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +45 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Паспорт-формуляр	АПЭП.АИИС.133.6.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Витимэнергосбыт» ОРУ 110 кВ Мамаканская ГЭС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» ОРУ 110 кВ Мамаканская ГЭС

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergoby.ru

E-mail: info@vitimenergoby.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergoby.ru

E-mail: info@vitimenergoby.ru

Испытательный центр

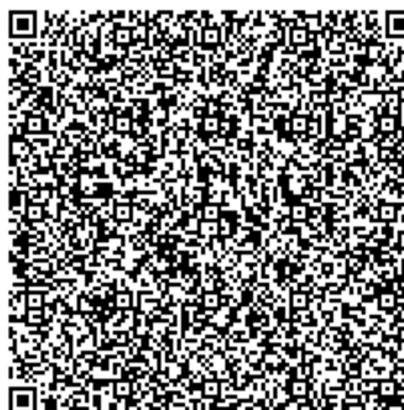
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86704-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» РП 110 кВ Полюс

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» РП 110 кВ Полюс (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного 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 сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

Сервер также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате xml-файлов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP, а также по средствам межсерверного обмена информацией по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами сервера производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 133.7, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» РП 110 кВ Полус.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допусковой основной относительной погрешности, грешности, ($\pm\delta$) %	Границы допусковой основной относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	
1	РП 110 кВ Полнос, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полнос №1	ТВ-110 Кл.т. 0,2S 800/1 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,4	
2	РП 110 кВ Полнос, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полнос №2	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 800/1 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,4	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с									±5	

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +45 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	180 30

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ-110	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Паспорт-формуляр	АПЭП.АИИС.133.7.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Витимэнергосбыт» РП 110 кВ Полюс», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» РП 110 кВ Полюс

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergoby.ru

E-mail: info@vitimenergoby.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergoby.ru

E-mail: info@vitimenergoby.ru

Испытательный центр

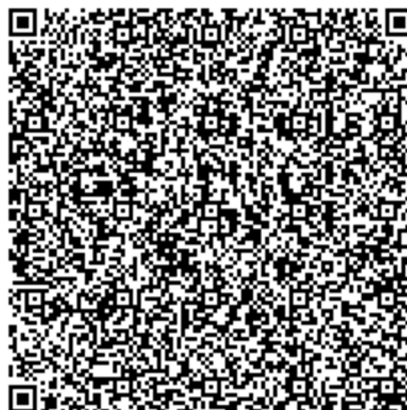
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры цифровые ЦМ

Назначение средства измерений

Манометры цифровые ЦМ (далее – манометры) предназначены для измерений и отображения на экране измеренной величины избыточного давления, вакуумметрического давления и давления-разрежения. Измеряемые среды - некристаллизующиеся при рабочей температуре жидкости, газы и пары, неагрессивные к нержавеющей стали.

Описание средства измерений

Манометры состоят из точного чувствительного элемента, первичного преобразователя, электронного устройства и жидкокристаллического индикатора (ЖК экрана) с кнопками управления, а также штуцера и корпуса.

Принцип действия манометров основан на зависимости величины упругой деформации чувствительного элемента от измеряемого давления. Чувствительный элемент представляет собой мембрану с диффузионными пьезорезисторами, подключенными в мост Уинстона. Измеряемая среда под давлением подается в камеру первичного преобразователя и воздействует на мембрану чувствительного элемента. Деформация мембраны приводит к изменению электрического сигнала первичного преобразователя. Электронное устройство преобразует сигнал от первичного преобразователя в цифровой сигнал, поступающий на жидкокристаллический экран.

Манометры выпускаются в трех модификациях: ЦМ-И, ЦМ-В, ЦМ-ИВ, которые отличаются друг от друга видами измеряемого давления, метрологическими и техническими характеристиками.

Структурная схема обозначения манометров:

ЦМ-Х-АБВГ(диапазон)Г.Д.Е, где:

Х – обозначение модификации: «И» – манометр цифровой, «В» – вакуумметр цифровой, «ИВ» – мановакуумметр цифровой;

А – условное обозначение диаметра корпуса – номинальный диаметр корпуса: «3» - 63 мм, «4» - 80 мм, «5» - 100 мм;

Б – материал корпуса: «2» - нержавеющая сталь;

В – материал штуцера и мембраны чувствительного элемента: «1» – нержавеющая сталь;

Г – расположение штуцера: «Р» - радиальный, «Т» - тыльный, «ТЭ» - тыльный эксцентрический, «ТКП» – тыльный с передним фланцем, «ТЭКП» - тыльный эксцентрический с передним фланцем;

(диапазон) – диапазон измерений;

Г – резьба присоединения: «G1/4», «G1/2», «M12x1,5», «M20x1,5», «NPT1/4», «NPT1/2»;

Д – класс точности: «0,25», «0,5», «1,0»;

Е – электропитание: «ЭП» – элементы питания AA и AAA, «24В» – 24 В постоянного тока, «220В» – 220 В переменного тока.

Общий вид манометров на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид манометров

Заводской номер, состоящий из сочетания арабских цифр, наносится в маркировочную таблицу в виде наклейки на тыльной стороне корпуса манометра.

Пломбирование манометров не предусмотрено. Защита от несанкционированного доступа осуществляется особенностью конструкции.

Знак поверки наносится на корпус манометра (краской, наклейкой) и (или) типографским способом на свидетельство о поверке и (или) в паспорт. Схема обозначения возможных мест нанесения знака поверки представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Схема обозначения возможных мест нанесения знака поверки

Знак утверждения типа наносится на корпус манометра. Схема нанесения знака утверждения типа на манометр представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Схема обозначения мест нанесения знака утверждения типа на манометр

Программное обеспечение

Управление режимами работы и настройки манометров осуществляется с помощью внутреннего программного обеспечения (далее - ВПО), которое устанавливается в энергонезависимую память манометров при изготовлении. В процессе эксплуатации доступ пользователя к ВПО полностью отсутствует, что исключает возможность несанкционированных настроек и вмешательства, приводящим к искажению результатов измерений.

Идентификационные данные ВПО манометров представлены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ВПО	ЦМ-1
Номер версии ВПО	01.01
Цифровой идентификатор	-

Конструкция манометров исключает возможность несанкционированного влияния на ВПО и измерительную информацию.

Нормирование метрологических характеристик манометров проведено с учётом влияния ВПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики манометров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазоны измерений: - для модификации ЦМ-И - для модификации ЦМ-В - для модификации ЦМ-ИВ	от 0 до 100 кПа, от 0 до 160 кПа, от 0 до 250 кПа, от 0 до 400 кПа, от 0 до 600 кПа, от 0 до 1 МПа, от 0 до 1,6 МПа, от 0 до 2,5 МПа, от 0 до 4 МПа, от 0 до 6 МПа, от 0 до 10 МПа, от 0 до 16 МПа от 0 до 25 МПа, от 0 до 40 МПа, от 0 до 60 МПа, от 0 до 100 МПа; от -100 до 0 кПа; от -100 до 150 кПа, от -100 до 300 кПа, от -100 до 500 кПа, от -0,1 до 0,9 МПа, от -0,1 до 1,5 МПа.
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления (γ), %	$\pm 0,25$; $\pm 0,5$; $\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий на каждые 10 °С, %	$\pm 0,25$; $\pm 0,45$; $\pm 0,6$ соответственно
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной изменением напряжения питания от номинального, %	$\pm 0,16$
Вариация, %, не более	$ \gamma $
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Основные технические характеристики манометров приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты корпуса	IP54
Температура окружающей среды, °С	от -10 до +50
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +70
Номинальное напряжение питания ¹⁾ , В: - постоянного тока - переменного тока - элементы питания	24 220 3 (2·AAA) ²⁾ ; 4,5 (3·AA) ³⁾
Габаритные размеры (ширина x высота x глубина), мм, не более:	147x147x102
Масса, кг, не более:	0,48
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
¹⁾ Изменение напряжения питания не должно превышать 20 % от номинального; ²⁾ Для манометров диаметром 63 мм; ³⁾ Для манометров диаметром 80 и 100 мм.	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации, на паспорта и на корпус манометра типографским способом. Обозначение места нанесения знака утверждения типа на манометр указаны на рисунке 3.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность манометров

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр цифровой	ЦМ-И, ЦМ-В, ЦМ-ИВ	1 шт.
Паспорт	НСРП.406121.019ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.52-002-46269003-2021	по требованию
Принадлежности по заказу: отборные устройства, трехходовые краны, переходники (адаптеры), кронштейны и др.	-	по требованию

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 Устройство и работа РЭ 26.51.52-002-46269003-2021 «Манометры цифровые ЦМ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к манометрам цифровым ЦМ

ГОСТ 2405–88 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия»;

ГОСТ 22520-85 «Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия»;

ГОСТ 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ТУ 26.51.52.002-46269003-2021 «Манометры цифровые ЦМ. Технические условия».

Правообладатель

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

Юридический адрес: 188382, Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица, Сиверское шоссе, дом 168

ИНН 4719015564

Адрес осуществления деятельности: 197229, г. Санкт-Петербург, ул. 3-я Конная Лахта, д.48, корп. 4, лит. А

Изготовитель

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

Юридический адрес: 188382, Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица, Сиверское шоссе, дом 168

ИНН 4719015564

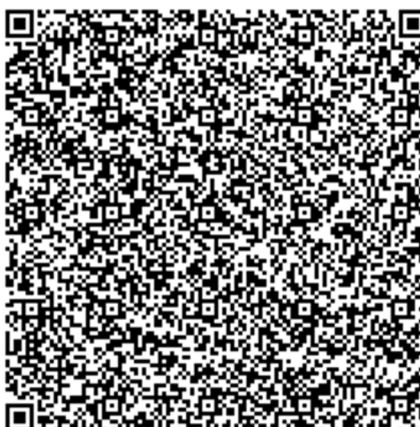
Адрес осуществления деятельности: 197229, г. Санкт-Петербург, ул. 3-я Конная Лахта, д.48, корп. 4, лит. А

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86706-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ «Волхов-Северная» (Рек. №1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ «Волхов-Северная» (Рек. №1) (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) 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 – 4.

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по 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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем (ГЛОНАСС/GPS), обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в 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.

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

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – 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 СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

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

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,2	3,5	3,4	3,4
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	3,4	2,6	2,5
	0,5	4,0	2,6	2,1	2,1
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. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1, 2 от + 10 до + 30 °С.					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, УССВ, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +55 от +10 до +30 от +10 до +30 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 22000
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - 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 времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GE-DW-4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Формуляр	55181848.282.101-АСК ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ «Волхов-Северная» (Рек. №1)», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 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.

Правообладатель

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

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

Испытательный центр

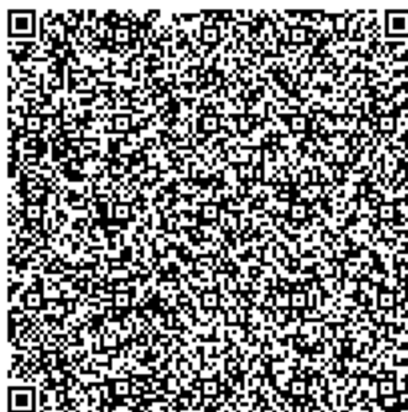
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86707-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) филиал НВ АЭС - УТЭСиК, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 13-22, по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ, далее по основному коммутируемому каналу связи - на каскадно включенное УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 23-24, по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ, далее по основному коммутируемому каналу связи - на каскадно включенное УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 1-2 по основному беспроводному каналу GSM связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 3-4 по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 5-12 по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на сервер БД уровня ИВК.

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер БД ИВК периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ и при расхождении ± 1 с. и более, производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сервер АИИС КУЭ периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени 1 раз в 60 минут, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД и при расхождении ± 1 с. и более с УСПД производит синхронизацию шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера БД ИВК. Каскадно включенные УСПД периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени 1 раз в 60 минут, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени нижестоящего УСПД и при расхождении ± 2 с. и более производят синхронизацию шкалы времени нижестоящего УСПД с собственной шкалой времени.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии и УСПД, отражаются в журнале событий УСПД.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД и сервера, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.
Заводской номер АИИС КУЭ: 003

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РТП-23 6 кВ								
1	РТП-23 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.1а	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59 ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3
2	РТП-23 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ Жилзона №2								
3	ПС 110 кВ Жилзона №2, ОРУ-35 кВ 1 с.ш. яч.1а	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	A2R1-4-AL-C25-T Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27428-04	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УСCB-2 Рег. № 54074-13/ HP DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±0,8	±1,6
4	ПС 110 кВ Жилзона №2, ОРУ-35 кВ 2 с.ш. яч.8	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	A2R-4-AL-C25-T+ Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 14555-02		реактивная	±1,7	±3,0
5	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.4	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
6	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,7
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.11	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±1,2	±3,4
8	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.21	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
9	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.40	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
10	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.44	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.45	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,4
12	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.49	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
ПС 35 кВ Котельные №1								
13	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3
14	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.3	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±1,2	±3,3
16	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
17	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.10	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
18	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.17	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±1,2	±3,3
20	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.20	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
21	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.21	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
22	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.22	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35 кВ Профилакторий №4								
23	ПС 35 кВ Профилакторий №4, РУ-10 кВ яч.1а	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,2
24	ПС 35 кВ Профилакторий №4, РУ-10 кВ яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,7

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		±5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 24 от 0 до + 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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 УССВ, УСПД 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	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.02.2 для счетчика А2R1-4-AL-C25-T для счетчика А2R-4-AL-C25-T+ для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - 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	90000 120000 120000 140000 140000 2 100000 24 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 2

Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-325: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 45 5 3,5
---	--

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
 - пропадания и восстановления связи со счётчиком
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервера.
 - пропадания и восстановления связи со счётчиком и УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	11
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	18
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R1-4-AL-C25-T	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R-4-AL-C25-T+	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	4
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Сервер баз данных	HP DL380 G5 №CZ14050045	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ЭСКВ.466645.003.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

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.

Правообладатель

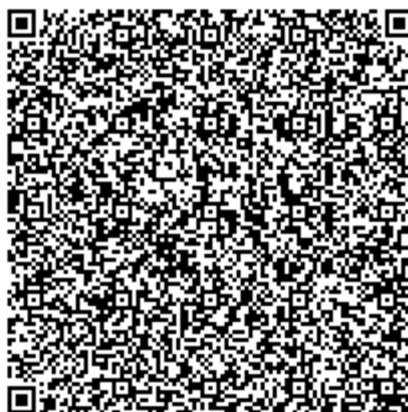
Акционерное общество «Энергетическая компания АтомСбыт» (АО «АтомСбыт»)
ИНН 3666092377
Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»
Телефон: +7 (473) 222-71-41
Факс: +7 (473) 222-71-41
E-mail: office@atomsbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Энергетическая компания АтомСбыт» (АО «АтомСбыт»)
ИНН 3666092377
Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»
Телефон: +7 (473) 222-71-41
Факс: +7 (473) 222-71-41
E-mail: office@atomsbyt.ru

Испытательный центр

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: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86708-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер У021. 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 измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС ГПП 9 (ВЛ 220кВ Конверторная1)	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	СРВ 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС ГПП 9 (ВЛ 220кВ Конверторная2)	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	СЗVT кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 21880-01; СРВ 245 кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь (ВЛ 220кВ ЧТЭЦ3 2)	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	СЗVT кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 21880-01; СРВ 245 кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
4	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 - Козырево I цепь (ВЛ 220кВ ЧТЭЦ3 1)	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	СРВ 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ОВГ 220 кВ	СА 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 23747-02	СРВ 245 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96; СРВ 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96; С3VT кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 21880-01	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	АТ1 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
7	АТ2 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т (ВЛ 110кВ Алакуль)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ВЛ 110 кВ Козырево-Каясан I цепь с отпайками (ВЛ 110кВ Каясан1)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
10	ВЛ 110 кВ Козырево-Каясан II цепь с отпайками (ВЛ 110кВ Каясан2)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
11	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь (ВЛ 110кВ Козырево-тяги2)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
12	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь (ВЛ 110кВ Козырево-тяги1)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I цепь с отпайкой на ПС Челябинск Южный (ВЛ 110кВ Трубная1)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКМ-3000 рег. № 17049-19	СТБ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная II цепь с отпайкой на ПС Челябинск Южный (ВЛ 110кВ Трубная2)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
15	ВЛ 110 кВ Козырево- Чернявская-г (ВЛ 110кВ Чернявская)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
16	ВЛ 110 кВ Козырево- Шумово (ВЛ 110кВ Шумово)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
17	ОВВ 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
18	ВЛ 10 кВ ф.№14 Мирный	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-20		

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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, 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
2-3, 6-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%}\leq I_{изм}< I_5\%$	$I_5\%\leq I_{изм}< I_{20\%}$	$I_{20\%}\leq I_{изм}< I_{100\%}$	$I_{100\%}\leq I_{изм}\leq I_{120\%}$
1, 4-5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2-3, 6-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
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, 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
2-3, 6-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6

Продолжение таблицы 3

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	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

- для сервера, УССВ ИВК	от +18 до +24
-------------------------	---------------

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 75000 100000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
1	2	3
Трансформатор тока	СА 245	15 шт.
Трансформатор тока	TG	36 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	СЗVT	1 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАЛИ-НТЗ	1 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	5 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	18 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У021-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 500 кВ Козырево», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

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

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

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовители

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, 4

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»)

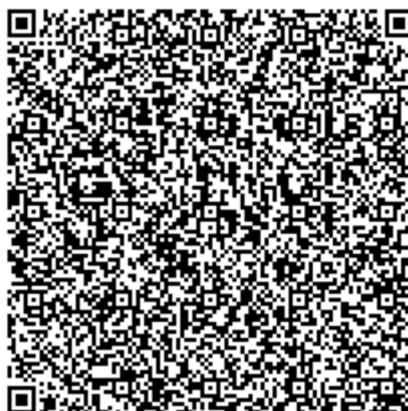
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86709-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ОТЕФ 245

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ОТЕФ 245 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения представляют собой однофазный электромагнитный масштабный преобразователь. Первичная обмотка и сердечник с вторичными обмотками находятся в алюминиевом баке у основания. Первичная обмотка изготовлена из высококачественного медного провода, покрытого двойным слоем эмали и пластиковым покрытием, стойким к высокой температуре. Имеется две основные вторичные обмотки – измерительная, защитная и одна дополнительная. Обмотки изолированы бумажно-масляной изоляцией и помещены в бак, заполненный маслом. Наверху фарфорового изолятора расположена головка из легированного алюминия с маслорасширителем. Вывод Х первичной обмотки и выводы вторичных обмоток находятся в клеммной коробке, расположенной на алюминиевом баке у основания трансформатора напряжения. Крышка клеммной коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на делении высокого напряжения переменного тока с помощью емкостного делителя. Трансформаторы напряжения относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения ОТЕФ 245 зав. № 2008/477057, 2008/477058, 2008/477060, 2008/477061, 2008/477062, 2010/484655.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,2
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +45

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ОТЕФ 245	1 шт.
Паспорт	ОТЕФ 245	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

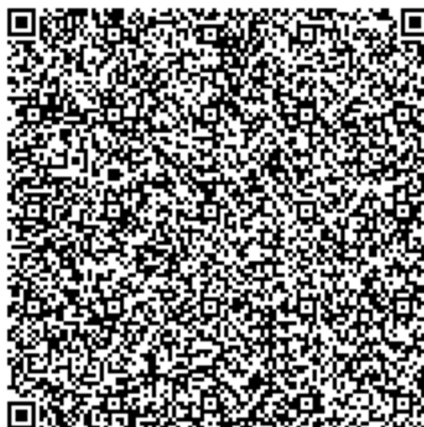
Фирма «AREVA T&D Messwandler GmbH», Германия
Адрес: Bauernallee 27 D-19288 Ludwigslust, Germany

Изготовитель

Фирма «AREVA T&D Messwandler GmbH», Германия
Адрес: Bauernallee 27 D-19288 Ludwigslust, Germany

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86710-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «АЛТЕК» включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

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

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

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

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 01-2022.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Стройиндустрия, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.36, КЛ 10 кВ РП-2 Ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная	±1,2	±3,3
2	ПС 110 кВ Стройиндустрия, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ 10 кВ РП-2 Ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
3	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.13, КЛ 10 кВ Россети	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,7
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11, КЛ 10 кВ КТП-28 Оскол-пласт	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная	±1,2	±3,3
5	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.15, КЛ 10 кВ КТП-13-1	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
6	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, КЛ 10 кВ КТП-14-1	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 38395-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
7	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ КТП-29-1	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 38395-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
8	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.22, КЛ 10 кВ КТПН-22	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 38395-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
9	РП-2 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.26, КЛ 10 кВ КТП-13-2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 38395-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
						реактивная	±2,8	±5,7

Примечания

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд $I = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 14 от 0 до + 40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения 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 -60 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 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113,7 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10 УЗ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТЛК10-5,6	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	14
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ПСК.2022.01.АСКУЭ.31-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 «АЛТЕК» аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АЛТЕК»

(ООО «АЛТЕК»)

ИНН 3128049887

Адрес: 309540, Белгородская область, г. Старый Оскол, станция Котел, Промузел, Площадка «Транспортная», проезд Ш-3, № 16А, стр.1

Телефон: 8 (4725) 46-96-65

Факс: 8 (4725) 46-96-65

Изготовитель

Акционерное общество «Первая бытовая компания»

(АО «Первая бытовая компания»)

ИНН 3123200083

Адрес: 308000, город Белгород, улица Князя Трубецкого, д. 37.

Телефон: 8 (4722)33-47-18

Факс: 8(4722)33-47-28

Испытательный центр

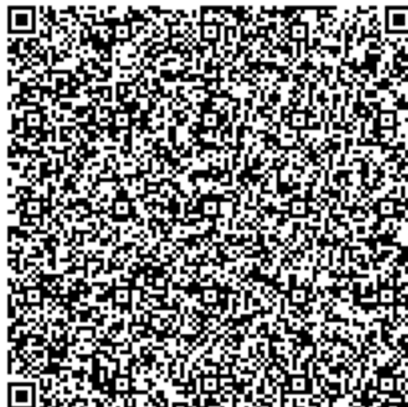
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86711-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Горько-Балковской МГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Горько-Балковской МГЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Горько-Балковской МГЭС, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени типа ЭНКС-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

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

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

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 02

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГА-1 10,5 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,0
2	ГА-2 10,5 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
3	ГА-3 10,5 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±4,9
4	КРУ 10кВ 6 кВ яч.1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВЛ-35кВ Терская-Кара- Тюбе (Л 560)	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭНКС Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 6 от 0 до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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.								
							±5	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	220000 2 70000 1 114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТОЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant DL20 Gen10	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4250107.026-03.ГБ	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) Горько-Балковской МГЭС», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМИН»

(ООО «ЭНЕРГОМИН»)

ИНН 2624032857

Адрес: 356800, Ставропольский край, г. Буденновск, ул. Пушкинская, д.234

Телефон: 8 (903) 417 23 88

Факс: 8 (903) 417 23 88

E-mail: energomin.bud@mail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»

(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111020, г. Москва, ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Телефон: 8 (495) 772-41-56

Факс: 8 (495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

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

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

