

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» апреля 2025 г. № 782

Регистрационный № 92713-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для ООО «Энергоцентр Назрань»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для ООО «Энергоцентр Назрань» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

– 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счётчики), установленные на присоединениях, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных;

– 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора данных и баз данных (далее – сервер), устройство синхронизации времени, автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, её обработку и хранение, формирование и передачу отчётных документов коммерческому оператору, системному оператору и субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчиков. В счётчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счётчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учёта коэффициентов трансформации.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счётчиков с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Для предотвращения искажения информации, передаваемой между уровнями ИИК ТИ и ИВК, производится вычисление и сравнение контрольных сумм, переданных и принятых данных.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- от счетчиков до сервера посредством линии интерфейса RS-485, преобразователей интерфейса RS-485/оптоволокно, оптоволоконной линии, коммутатора, VPN соединения;
- от сервера во внешние системы посредством глобальной сети Интернет для передачи данных.

ИВК выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК ТИ;
- занесение результатов измерений и их хранение в базе данных;
- пересчет результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС», другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP в виде XML-файлов макетов 80020, 80030, 51070, подтвержденных электронно-цифровой подписью;
- прием макетов XML от сторонних систем АИИС КУЭ;
- ведение журнала событий сервера;
- оформление справочных и отчетных документов.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). Синхронизация часов сервера с УСВ-3 происходит в постоянном режиме. Сервер при каждом опросе счетчиков определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает ± 2 с (параметр настраиваемый) формирует команду для синхронизации счетчика. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на сервер АИИС КУЭ методом наклейки. АИИС КУЭ имеет заводской номер 1.

Программное обеспечение

В сервере используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-110 кВ, 2 с. ш. 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3, Рег. № 64242- 16; Сервер
2	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
3	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, СВ-110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
4	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ввод -1 35 кВ	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 44359-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 19813-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
5	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ввод -2 35 кВ	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 44359-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 19813-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
6	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, Ввод от Т-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 44359-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 19813-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
7	ПС 110 кВ Назрань-2, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, Ввод от Т-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 44359-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 19813-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
8	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф. 1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3, Рег. № 64242- 16; Сервер
10	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
11	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, КЛ-10кВ ф. 15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
12	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, КЛ-10кВ ф. 13	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 КТТ = 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
13	ПС 110 кВ Назрань-2, КРУН-10 кВ, КЛ-10кВ ф. 16	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 КТТ = 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A \%$	$\delta_{W_0}^P \%$	$\delta_{W_0}^A \%$	$\delta_{W_0}^P \%$	$\delta_{W_0}^A \%$	$\delta_{W_0}^P \%$	$\delta_{W_0}^A \%$	$\delta_{W_0}^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2	0,50	-	-	±2,5	±2,1	±1,7	±1,4	±1,5	±1,3
	0,80	-	-	±1,7	±2,5	±1,1	±1,7	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±1,6	±2,8	±1,1	±1,9	±1,0	±1,8
	1,00	-	-	±1,2	-	±0,9	-	±0,9	-
3	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9, 10, 11, 12, 13	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
4, 5, 6, 7, 8	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2	0,50	-	-	±2,8	±3,4	±2,2	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	-	-	±2,2	±3,6	±1,8	±3,2	±1,7	±3,1
	0,87	-	-	±2,1	±3,8	±1,7	±3,3	±1,7	±3,2
	1,00	-	-	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-
3	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
9, 10, 11, 12, 13	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
4, 5, 6, 7, 8	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с									

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающего воздуха, °С: – для ТТ и ТН – для счетчиков – для сервера	от –40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки до отказа, ч, не менее – средний срок службы, лет Устройство синхронизации времени УСВ-3: – среднее время наработки до отказа, ч, не менее – средний срок службы, лет Сервер: – среднее время наработки до отказа, ч, не менее	220000 30 45000 15 40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

– счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– сервера, с фиксированием событий:

– даты начала регистрации измерений;
– перерывы электропитания;
– программные и аппаратные перезапуски;
– установка и корректировка времени;
– нарушение защиты сервера;
– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- сервера;

– защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 19-005425210.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для ООО «Энергоцентр Назрань». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВГ-110	9
Трансформаторы тока	ТВЭ-35	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	4
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	13
Сервер	Supermicro X10SLL-F	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для ООО «Энергоцентр Назрань». Формуляр	19-005425210.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для ООО «Энергоцентр Назрань». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомпания «Фарадей»
(ООО «Энергокомпания «Фарадей»)
ИНН 9717085533
Юридический адрес: 127521, г. Москва, ул. Анненская, д. 17, стр. 1, оф. 2.14
Тел/факс +7 (495) 6603520
Email: info@faraday-energy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомпания «Фарадей»
(ООО «Энергокомпания «Фарадей»)
ИНН 9717085533
Адрес: 127521, г. Москва, ул. Анненская, д. 17, стр. 1, оф. 2.14
Тел/факс +7 (495) 6603520
Email: info@faraday-energy.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических
и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» апреля 2025 г. № 782

Регистрационный № 94405-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уральская кузница»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности, усредненной на 30-ти минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени, интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача накопленных данных в информационные системы организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО).

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

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

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

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

Сервер БД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется по проводным линиям связи. По окончании опроса сервер БД автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование в архивы, хранение и передачу полученных данных, оформление справочных и отчетных документов.

Результаты измерений один раз в сутки передаются в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» филиал Челябинское РДУ, ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО», энергосбытовую организацию и другим заинтересованным субъектам ОРЭМ из сервера БД ИВК через ЛВС предприятия и сеть Интернет посредством электронной почты в виде XML-файлов. АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка отправляет с использованием электронной подписи данные отчеты в виде XML-файлов по сети Интернет с использованием электронной почты в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, УСПД, сервера БД и УССВ.

УССВ, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в сервере БД с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сравнение показаний часов сервера БД с часами УССВ осуществляется ежесекундно. Корректировка часов сервера БД производится независимо от величины расхождения времени сервера и УССВ.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера БД осуществляется во время каждого сеанса связи с сервером, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении времени УСПД и сервера БД на величину более, чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и УСПД на величину более, чем ± 1 с.

Цикличность сравнения времени, корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина порога синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

Журналы событий счетчиков и УСПД отображают факты коррекции времени с фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции.

Журналы событий сервера БД отображают факты коррекции времени с фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции указанных устройств или величину времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Средству измерений присвоен заводской номер 330. Заводской номер наносится на этикетку, расположенную на передней дверце шкафа с сервером БД типографским способом, а также указывается в формуляре АИИС КУЭ. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс «Энергосфера». Программный комплекс «Энергосфера» позволяет собирать и обрабатывать данные, поступающие со счетчиков и УСПД.

Метрологически значимой частью специализированного программного пакета АИИС является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС.

Идентификационные данные метрологически значимой части приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	<code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6C13139810A85B44F78E7E5C9A3EDB93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» 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			УСПД/ УССВ/ Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 14	ТЛШ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 / УСВ-3 рег. № 84823-22 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 30	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1423-60	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ Компрессорная, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ Компрессорная, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 8	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
5	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 9	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 / УСВ-3 рег. № 84823-22 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
7	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
8	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
9	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 15	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 75/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
10	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 19	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 / УСВ-3 рег. № 84823-22 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
12	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 29	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
13	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 21	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 35	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
15	ЦРП-1 6 кВ, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 15	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
16	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
17	ВРУ 0,4 кВ 48 ПСЧ ФГКУ 5 ОФПС, Ввод №1 административное здание	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
18	ВРУ 0,4 кВ 48 ПСЧ ФГКУ 5 ОФПС, Ввод №2 административное здание	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 52667-13 Т-0,66 У3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, I СШ 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ.09 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 / УСВ-3 рег. № 84823-22 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
20	ПС 110 кВ Гранит, РУ 6 кВ, II СШ 6 кВ, яч. 34	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
21	РП предзаводской площади 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 2 светофор	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 кл.т 1 рег. № 39617-09	

Примечания

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

2. Виды измеряемой электроэнергии для ИК № 1-20 – активная, реактивная, для ИК № 21 – активная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

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

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15, 19-20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
17-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Для ИК № 1-20 границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{ном1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{ном2\%}$. 2 Для ИК № 21 границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{5\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{65\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{5\%P}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{610\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
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 сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - средняя наработка до отказа, ч, не менее 140000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2 счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12): - средняя наработка до отказа, ч, не менее 165000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2 счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.08: - средняя наработка до отказа, ч, не менее 220000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2 счетчики электроэнергии СЭБ-1ТМ.02Д.02: - средняя наработка до отказа, ч, не менее 140000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2 УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее 75000 - среднее время восстановления работоспособности (при использовании комплекта ЗИП), ч, не более 24 УССВ УСВ-3: - средняя наработка до отказа, ч, не менее 180000 Сервер АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 1	
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 45 - при отключенном питании, лет, не менее 5	
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее 45 - сохранность данных при отключенном питании, лет, не менее 10 Сервер АИИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

- резервирование питания серверов с помощью источников бесперебойного питания;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- в журналах событий сервера фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени в счетчиках, УСПД и серверах;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- 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);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	26
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	5
Трансформаторы тока	Т-0,66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д.02	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	–	1
Формуляр	ЭСЕО.411711.330.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) ПАО «Уральская кузница», аттестованном ООО «Энертест», г. Химки, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Уральская кузница» (ПАО «Уральская кузница»)
ИНН 7420000133

Юридический адрес: 456440, Челябинская обл., г. Чебаркуль, ул. Дзержинского, д. 7

Телефон: +7 (35168) 9-23-50

E-mail: info@uralkuz.ru

Web-сайт: <https://mechel.ru/sector/steel/uralskaya-kuznitsa/>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)

ИНН 7718660052

Адрес: 115432, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Даниловский, пр-д 2-й Кожуховский, д. 29, к. 5, помещ. 1/6

Телефон: +7-904-034-17-48

E-mail: eso-96@inbox.ru

Web-сайт: <http://eso96.ru/>

Испытательный центр

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

ИНН 3300012154

Адрес: 600028, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10а, помещ. 11

Телефон: +7-991-444-02-96

E-mail: MetrXLab@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314899.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» апреля 2025 г. № 782

Регистрационный № 90699-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы программно-аппаратные управляющие ПАУК

Назначение средства измерений

Системы программно-аппаратные управляющие ПАУК (далее - системы) предназначены для измерений в автоматическом режиме скорости движения транспортных средств (ТС) радиолокационным и безрадарным методом (по видеокдрам) в зоне контроля и на контролируемом участке, а также для измерений текущих навигационных параметров по сигналам навигационных космических аппаратов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) GPS/ГЛОНАСС и других ГНСС, определения на их основе координат местоположения систем в плане и синхронизации внутренней шкалы времени систем с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

Описание средства измерений

Принцип действия систем при измерении скорости движения ТС по видеокдрам основан на измерении расстояния, пройденного ТС в зоне контроля и интервала времени, за который оно было пройдено.

Принцип действия систем при измерении скорости движения ТС радиолокационным методом (в случае, если система дооснащена блоком радиолокационным), основан на измерении разности частоты высокочастотных сигналов при отражении от движущегося ТС, находящегося в зоне контроля (эффект Доплера).

Принцип действия систем при измерении скорости движения на контролируемом участке основан на измерении интервала времени, за которое ТС прошло расстояние между зонами контроля двух блоков измерительных (далее – БИ). Для ТС, ГРЗ которого был распознан БИ на въезде на контролируемый участок и БИ на выезде из него, измеряется эффективное пройденное ТС расстояние, зависящее от координат обоих БИ и от расположения ТС в зонах контроля в момент распознавания ГРЗ ТС (которое может определяться как оптическим, так радарным методом). На основании этих данных рассчитывается средняя скорость движения ТС на контролируемом участке. Функция измерения скорости на контролируемом участке может быть реализована при стационарной установке двух связанных друг с другом БИ. Для измерений скорости движения ТС на контролируемом участке необходимо не менее двух БИ.

Принцип действия систем при измерении значений текущего времени и определении координат местоположения в плане основан на приеме и обработке сигналов ГНСС GPS/ГЛОНАСС и других ГНСС с помощью приемника, входящего в состав систем, автоматической синхронизации шкалы времени систем с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат местоположения систем в плане в сохраняемые фото- и видеокдры, формируемые системами.

Системы предназначены для работы в стационарном режиме. Блоки систем размещаются на опорах, и других элементах обустройства автомобильных дорог.

Конструктивно системы состоят из одного или более БИ, одного или более блока коммутационного (далее – БК), могут содержать один или более блок радиолокационный (далее – БР).

Конкретный состав систем определяется на этапе проектирования. В состав систем может входить следующее дополнительное оборудование: обзорные видеокамеры, ИК-прожекторы, блоки питания, комплекты кабелей, антенны, модули связи, устройства мониторинга автономных источников питания и других систем, устройства интеграции с дорожными контроллерами.

БИ обеспечивает измерение скорости движения ТС в зоне контроля радиолокационным методом (в случае, если система дооснащена БР) и/или по видеокадрам, измерение скорости движения ТС на контролируемом участке дороги, измерение значений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC(SU). БИ включает в себя промышленный компьютер и программное обеспечение «Spider». В БИ устанавливается приемник сигналов ГНСС для определения координат местоположения систем в плане.

БК представляет собой внешний по отношению к БИ блок. БК собирает, агрегирует и, при необходимости, преобразовывает и обрабатывает данные со всех блоков систем и осуществляет взаимодействие с внешними системами. БК может комплектоваться промышленным компьютером и блоком передачи данных. Корпус БК изготавливается из пластика и/или металла и может быть окрашен в различные цвета по заказу.

Функционально системы применяются для распознавания ТС и его признаков, распознавания ГРЗ ТС, фиксации нарушений ПДД и нарушений в сфере благоустройства, связанных с размещением ТС, в соответствии с Главой 12 КоАП РФ, определенных в разделе 3.4 РУБС.411739.006 ТУ в том числе, но не ограничиваясь (знак * означает, что данный функционал реализуется при подключении соответствующей базы данных):

- факта проезда ТС без совершения нарушения;
- определения типа (категории) ТС;
- превышения установленной скорости движения ТС;
- превышения установленной скорости на контролируемом участке дороги;
- выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора;
- выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде;
- несоблюдения требований, предписанных дорожными знаками, запрещающими движение грузовых автотранспортных средств;
- пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги;
- проезда на запрещающий сигнал светофора;
- невыполнения требования об остановке перед стоп-линией;
- невыполнения требования об остановке перед знаком «Стоп»;
- выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги, в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой);
- поворота или движения прямо, или разворота в нарушение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- невыполнения требования перед поворотом направо, налево или разворотом заблаговременно занять соответствующее крайнее положение на проезжей части, предназначенной для движения в данном направлении;
- поворот налево или разворот в нарушение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- разворот на пешеходном переходе;
- движение во встречном направлении по дороге с односторонним движением;

- движение транспортных средств по полосе для маршрутных транспортных средств в нарушение ПДД*;
- нарушение установленных правил стоянки или остановки транспортных средств;
- несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, запрещающими остановку или стоянку транспортных средств;
- остановки транспортных средств на полосе для маршрутных транспортных средств в нарушение ПДД*;
- остановки или стоянки на местах, отведенных для ТС инвалидов*;
- остановки или стоянки транспортных средств на трамвайных путях либо остановки транспортных средств далее первого ряда от края проезжей части;
- остановки на автомагистралях, эстакадах, мостах, путепроводах, в тоннелях;
- нарушения требований об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств*;
- факта управления ТС, не зарегистрированным в установленном порядке*;
- нарушения правил, предписаний или требований, введенных в период режима повышенной готовности, чрезвычайной ситуации, карантина или при возникновении угрозы распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, совершенных с использованием транспортного средства*;
- несоблюдения требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- выезда в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения или на трамвайные пути встречного направления;
- проезда под запрещающий знак;
- движения задним ходом по автомагистрали;
- движения на грузовом автомобиле с разрешенной максимальной массой более 3,5 тонн по автомагистрали далее второй полосы;
- движения по автомагистрали на ТС, скорость которого по технической характеристике или по его состоянию менее 40 километров в час, а равно остановка ТС на автомагистрали вне специальных площадок для стоянки;
- разворота или въезда ТС в технологические разрывы разделительной полосы на автомагистрали;
- разворот или движение задним ходом в местах, где такие маневры запрещены;
- движения по велосипедным или пешеходным дорожкам либо тротуарам;
- движения по обочинам (газонам, полосам для реверсивного движения, трамвайным путям);
- нарушения в сфере благоустройства, связанные с размещением ТС (в том числе, на платных городских парковках);
- нарушения правил пользования внешними световыми приборами;
- нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов;
- нарушения правил пользования телефоном водителем транспортного средства;
- нарушения требований об обязательном наличии оформленной в установленном порядке диагностической карты, подтверждающей допуск транспортного средства к участию в дорожном движении*;
- установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов*;
- невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения);
- непредоставление преимущества пешеходам на посадочной площадке;
- нарушения правил, установленных для движения транспортных средств в жилых зонах;

- прочих нарушений ПДД приближающихся и удаляющихся ТС, двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением координат установки комплексов и времени фиксации ТС;

- неисполнения обязанности по внесению платы за проезд ТС по платным автомобильным дорогам, платным участкам автомобильных дорог*.

Алгоритм выявления и фиксации нарушений основан на перечисленных выше принципах действия и реализован за счет автоматического совмещения результатов измерений, распознанного ГРЗ ТС, фото- и видеоматериалов, а также, при необходимости, размеченных зон фиксации и месторасположения ТС на дорожном полотне, данных нейросетевой видеоаналитики, информации, полученной по запросам к внешним базам данных.

Корпуса БИ и БК систем защищены от несанкционированного доступа пломбами.

Общий вид составных частей систем, места нанесения заводского номера, знака утверждения типа и пломбировки представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид составных частей систем, места нанесения заводского номера, знака утверждения типа и пломбировки

Заводской номер наносится методом печати на этикетку, расположенную на корпусе БИ и БК систем. Формат нанесения заводского номера буквенно-числовой.

Знак поверки на системы не наносится.

Программное обеспечение

Функционирование систем осуществляется под управлением программного обеспечения (далее – ПО) «Spider». Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Spider
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	8cbd205f457fa11e81526b43ab2c0f52

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики систем приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении в зоне контроля радиолокационным методом ¹⁾ - при измерении в зоне контроля по видеокадрам - при измерении на контролируемом участке дороги	от 1 до 350 от 0 до 350 от 0 до 350
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении в зоне контроля радиолокационным методом ¹⁾ - при измерении в зоне контроля по видеокадрам - при измерении на контролируемом участке дороги	±1 ±1 ±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени систем с национальной шкалой координированного времени UTC(SU), мкс	±3
Доверительные границы абсолютной погрешности определения координат местоположения систем в плане (при доверительной вероятности 0,95 и геометрическом факторе PDOP не более 3), м: ²⁾ - в автономном режиме - в режиме «Кинематика в реальном времени (RTK)» ³⁾	±3 ±1,5
¹⁾ если система дооснащена блоком радиолокационным; ²⁾ метрологическая характеристика определена по сигналам от спутников GPS и ГЛОНАСС, принимаемых одновременно; ³⁾ режим обеспечивается при: - работе по сигналам L1OF, L2OF ГЛОНАСС; L1C/A, L2C, L5I+Q GPS; E1B+C Galileo; B1I, B2I BeiDou одновременно; - использовании дифференциальных поправок формата RTCM версии 3.2 от поверенной базовой станции, расположенной на удалении не более 70 км	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Минимальное расстояние контролируемого участка дороги, м	80
При измерении скорости в зоне контроля, размеры зоны контроля, м, не менее: - длина - ширина	50 20

Продолжение таблицы 3

1	2
Габаритные размеры составных частей систем, мм, не более:	
БИ	
- длина	510
- ширина	175
- высота	245
БК	
- длина	300
- ширина	500
- высота	700
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +65
- атмосферное давление, кПа	от 60 до 110
- относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °С, %, не более	98
Масса составных частей систем, кг, не более:	
- БИ	7,5
- БК	30
Потребляемая мощность, В·А, не более:	
- БИ	50
- БК	300
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	от 90 до 264
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 8 до 30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации и на этикетку, расположенную на корпусе блока измерительного и блока коммутационного в месте, указанном на рисунке 1, методом печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система программно-аппаратная управляющая ПАУК в составе:	РК	1 шт.
Блок измерительный (БИ)	РКМ	по заказу
Блок коммутационный (БК)	РКС	по заказу
Блок радиолокационный (БР)	РKR	по заказу
Паспорт	РУБС.411739.006 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РУБС.411739.006 РЭ	1 экз.
Дополнительное оборудование	-	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание системы» документа РУБС.411739.006 РЭ «Система программно-аппаратная управляющая ПАУК. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 7 июня 2024 г. № 1374 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных средств измерений»;

РУБС.411739.006 ТУ «Система программно-аппаратная управляющая ПАУК. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «САЙБЕРРИ» (ООО «САЙБЕРРИ»)
ИНН 9725087333

Адрес юридического лица: 119334, г. Москва, 5-й Донской пр-д, д. 15, стр. 2, эт. 2, помещ./ком. П/19

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «САЙБЕРРИ» (ООО «САЙБЕРРИ»)
ИНН 9725087333

Адрес: 119334, г. Москва, 5-й Донской пр-д, д. 15 стр. 2, эт. 2, помещ./ком. П/19

Испытательные центры

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

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Место нахождения: Московская обл., г. о. Солнечногорск, рп. Менделеево

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

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» апреля 2025 г. № 782

Регистрационный № 92104-24

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Оренбург» Газопромысловое управление

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Оренбург» Газопромысловое управление (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

– периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

– хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

– автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

– перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

– формирование отчетных документов;

– ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

– конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;

– сбор и хранение журналов событий счетчиков;

– ведение журнала событий ИВК;

– синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

– самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;

– дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

– посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;

– посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

– посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485, наземного канала связи L2 (основной канал), спутникового канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИВК;

– посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;

– посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние

системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 02.001-2024 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ УКПГ-3 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100: √3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 35 кВ УКПГ-3 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 35 кВ УКПГ-6 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 71706-18 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 35 кВ УКПГ-6 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100: √3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ПС 35 кВ УКПГ-6 ввод 3 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100: √3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ПС 35 кВ УКПГ-8 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100: √3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ПС 35 кВ УКПГ-8 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100: √3 Рег. № 54370-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 35 кВ УКПГ-9 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 35 кВ УКПГ-9 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
10	ПС 35 кВ УКПГ-12 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
11	ПС 35 кВ УКПГ-12 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
12	ПС 35 кВ УКПГ-14 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
13	ПС 35 кВ УКПГ-14 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
14	ПС 35 кВ УКПГ-15 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
15	ПС 35 кВ УКПГ-15 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
16	ПС 35 кВ ДКС-2 ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ПС 35 кВ ДКС-2 ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51621- 12	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
18	ПС 35 кВ База ГПУ ввод 1 35 кВ Т-1	ТОЛ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
19	ПС 35 кВ База ГПУ ввод 2 35 кВ Т-2	ТОЛ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47959-11	НАМИ Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 60002- 15	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
20	ПС 110 кВ ДКС-1 ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛ10-II Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
21	ПС 110 кВ ДКС-1 ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.43	ТЛ10-II Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
22	ПС 110 кВ ДКС-1 ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.19	ТЛ10-II Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
23	ПС 110 кВ ДКС-1 ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.32	ТЛ10-II Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
24	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1А ф.1а	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 11094- 87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
25	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1 ф.1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 11094- 87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2 ф.2	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
27	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3 ф.3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
28	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8 ф.5	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
29	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9 ф.6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
30	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12 ф.7	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
31	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.13 ф.8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
32	ПС 110 кВ ГП-7, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.14, ф.9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
33	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17 ф.10	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
34	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.19 ф.11	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
35	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.20 ф.12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	ПС 110 кВ ГП-7 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.21 ф.13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1802RALX- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
37	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1 ф.1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
38	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2 ф.2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
39	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7 ф.3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
40	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8 ф.4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
41	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9 ф.5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
42	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.13 ф.7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
43	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12 ф.6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
44	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.14 ф.8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
45	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16 ф.9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
46	ПС 110 кВ ГП-10 КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17 ф.10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
47	РП-12 6 кВ 1 СШ 6 кВ ввод №1 6 кВ	ТПЛ-10с Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
48	РП-12 6 кВ 2 СШ 6 кВ ввод №2 6 кВ	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
49	РП-12 6 кВ 2 СШ 6 кВ, яч. 20 ф.129	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
50	ВЛ-6 кВ ф.11 оп.130 ПКУ-6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
51	2КТП-630 6 кВ Теплицы РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28139-12	Не используется	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
52	2КТП-630 6 кВ Теплицы РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28139-13	Не используется	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
53	ТП-1927 6 кВ РУ-0,4 кВ ф. КНС-2	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15173-01	Не используется	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 11, 16, 17	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
12 - 15, 50	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
18, 20 - 23, 37, 38, 39 - 44	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
19, 36	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
24 - 35	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
45, 46	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
47, 48, 49	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
51, 52	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,6	±1,3	±1,8	±1,0
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
	0,87	-	-	±2,4	±5,3	±1,2	±2,7	±0,8	±1,9
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,6	-
53	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 11, 16, 17	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
12 - 15, 50	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
18, 20 - 23, 37, 38, 39 - 44	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
19, 36	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
24 - 35	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
45, 46	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
47, 48, 49	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
51, 52	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,7	±1,9	±1,9	±1,7
	0,80	-	-	±2,8	±4,5	±1,5	±2,6	±1,1	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,3	±3,0	±1,0	±2,3
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
53	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Примечание: I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ; I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ; I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ; I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ; I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ; $I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии; δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.									

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	53
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от –40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Альфа 1800: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 120000 140000

Продолжение таблицы 5

1	2
ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	22000
Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
Сервер ИВК: – 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;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 87570424.425210.84.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Оренбург» Газопромысловое управление. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ	14
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	33
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	20
Трансформаторы тока	ТТИ	6
Трансформаторы тока	ТШП 0,66	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТЛ10-II	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	26
Трансформаторы напряжения	НАМИ	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ	18
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчики	A1802RALX-P4GB-DW-3	1
Счетчики	A1802RL-P4GB-DW-4	2
Счетчики	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	7
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PVB.R	16
Счетчики	A1805RAL-P4G-DW-4	1
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-3	14
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	87570424.425210.84.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Оренбург» Газопромысловое управление». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, двлд. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, двлд. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

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