

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85494-22

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс Кемикалс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс Кемикалс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПАО «Метафракс Кемикалс», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя, сервер, обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений (сервер СД), устройства синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места (АРМ), установленные на объекте, и АРМ, обеспечивающие удаленный доступ; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура), программный комплекс «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика 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 по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы (БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл с результатами измерений в формате XML. Передача коммерческой информации с верхнего уровня АИИС КУЭ в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭ, сетевым организациям осуществляется в ручном режиме по электронной почте в виде электронного документа XML (80020, 80040, 80050) с подтверждением его подлинности электронной подписью ПАО «Метафракс Кемикалс». Для обмена информацией используется резервированный канал связи (интернет-соединение).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа ЭНКС-2 (зарегистрировано в ФИФ ОЕИ под № 37328-15), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 2 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 с.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр типографским способом.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений. Доступ к ПК «Энергосфера» с целью параметрирования и считывания данных защищен паролями ПК «Энергосфера» и паролем операционной системы в соответствии с правами доступа.

Программное обеспечение счетчиков электрической энергии защищено от параметрирования и считывания данных паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pro_metr.dll. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» (pro_metr.dll)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала					
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)		Обозначение, тип		Ктт·Ктн·Ксч	УСПД
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная I цепь	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 64181-16	A	ТВ-110-I-5 У2	33000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-96	A	СРВ 123-550		
				B	СРВ 123-550		
				C	СРВ 123-550		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
2	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная II цепь	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 64181-16	A	ТВ-110-I-5 У2	33000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-96	A	СРВ 123-550		
				B	СРВ 123-550		
				C	СРВ 123-550		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горная – Метанол I цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	A	ТВ-110-I-5 У2	44000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-06	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
4	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горная – Метанол II цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	A	ТВ-110-I-5 У2	44000	
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-06	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
5	ПС 110 кВ АКМ (ГПП-3), РУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная I цепь	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 64181-16	A	ТВ-110	66000	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09
				B	ТВ-110		
				C	ТВ-110		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 71404-18	A	ТВII45		
				B	ТВII45		
				C	ТВII45		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Пер. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
6	ПС 110 кВ АКМ (ГПП-3), РУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная II цепь	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 64181-16	A	ТВ-110	66000	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09
				B	ТВ-110		
				C	ТВ-110		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 71404-18	A	ТВII45		
				B	ТВII45		
				C	ТВII45		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Пер. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
7	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. №27, КЛ-10кВ ф. Т-1 ПС 46	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					
8	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. №22, КЛ-10кВ ф. Т-2 ПС 46	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Косьва, ЗРУ-6 кВ, яч. №1 ввод Т-1	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 36308-07	A	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
				C	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6У2		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05RL-C-4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
10	ПС 110 кВ Косьва, ЗРУ-6 кВ, яч. №17 ввод Т-2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	А	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				В	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
			С	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1			
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-6 У3		
				В	ЗНОЛП-6 У2		
				С	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05RL-C-4					
11	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №34, ВЛ-6кВ ф. Северный-1	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47958-11	А	ТПЛ-10-М	4800	
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-6 У3		
				В	ЗНОЛ.06-6 У3		
				С	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №21, ВЛ-6кВ ф. Северный-2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	3600	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
13	КГРЭС №3, фид. пристрой РУ-6кВ, ПСВ-1	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
14	КГРЭС №3, фид. пристрой РУ-6кВ, ПСВ-2	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
			КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-16	C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05РАL-В-3					
15	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 34, КЛ-6кВ ф.1 ПС-9	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
16	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12, КЛ-6кВ ф.2 ПС-9	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	2400	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
17	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №28, КЛ-6кВ ф. АД-2	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	1800	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	КТ 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 33446-06	СЕ 303					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
18	Пост охраны «Переезд»	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 28139-04	A	ТТИ-А	10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТТИ-А		
				C	ТТИ-А		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
19	Станция «Углеуральская» пост охраны	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 40/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	∞	
				B	-		
				C	-		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
20	База отдыха «Губахинский кокс»	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
21	ПС 46, УСИ, ввод №1	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
22	ПС 46, УСИ, ввод №2	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
23	ПС 46, «Мегафон» №1	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
24	ПС 46, «Мегафон» №2	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	A	-			
			B	-			
			C	-			
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
25	ПС-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4кВ ф. Узел учета газа Ввод 1	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 30/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	6	
				B	-		
				C	-		
		ТН	A	-			
			B	-			
			C	-			
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
26	ПС-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4кВ ф. Узел учета газа Ввод 2	ТТ	КТ 0,5S Ктт = 30/5 Рег. № 28565-05	А	ТОП-0,66	6	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				В	-		
				С	-		
		ТН		А	-		
				В	-		
				С	-		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
27	АО «Газпром газораспределение Пермь» (Уралгазсервис)	ТТ		А	-	1	
				В	-		
				С	-		
		ТН		А	-		
				В	-		
				С	-		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
28	Станция «Водораздельная»	ТТ	КТ 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	A	-			
			B	-			
			C	-			
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					
29	Станция «Новая»	ТТ	КТ 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	A	-			
			B	-			
			C	-			
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
30	ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (ГРС)	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	А	ТОП-0,66	20	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				В	ТОП-0,66		
				С	ТОП-0,66		
		ТН		А	-		
				В	-		
				С	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 характеристик.
2. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1, 2, 3, 4	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,5	2,9
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
7, 8	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
9, 10	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11, 12, 15, 16	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	1,1	2,1
13, 14	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
17	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	2,1
18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
27	Активная	0,6	1,9
	Реактивная	1,1	2,5
28, 29, 30	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8

Примечания к таблице 3:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5) \% I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 55 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК АИИС КУЭ	34
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: для ТТ и ТН для счетчиков для УСПД для УССВ магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +40 от -40 до +55 от -10 до +50 от -40 до +70 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ЕвроАЛЬФА: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЕ 303: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики ЦЭ6850М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: коэффициент готовности, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 2 160000 2 90000 2 160000 2 220000 2 75000 24 120000 1 0,99 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±3

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью системы гарантированного электропитания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменением данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

В Журнале событий ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;

- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;

- перезапусков ИВКЭ;

- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- результатов самодиагностики;

- отключения питания.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;

- изменения коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;

- пропадание питания;

- замена счетчика;

- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИК.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ-110	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 Ш	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	18
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	21
Трансформаторы тока	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	16
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	8
Трансформаторы напряжения	ТВП145	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123-550	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	4
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	1

Продолжение таблицы 5

Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850	5
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Паспорт-Формуляр	У-1811-2-ПФ	1
Руководство по эксплуатации	У-1811-2-РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе У-1811-1-РЭ. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

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

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

ИНН 5908077409

Адрес: 614042, г. Пермь, ул. Причальная, дом 27, офис 1

Телефон (факс): +7 (342) 257 56 06

Web-сайт: www.teracont.ru

E-mail: info@teracont.ru

Изготовитель

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

ИНН 5908077409

Адрес: 614042, г. Пермь, ул. Причальная, дом 27, офис 1

Телефон (факс): +7 (342) 257 56 06

Web-сайт: www.teracont.ru

E-mail: info@teracont.ru

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

Е-mail: isp13@tatcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310659

