

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 15 » мая 2026 г. № 929

Регистрационный № 94934-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по электронной почте. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя два УССВ (основное – устройство синхронизации частоты и времени Метроном-300 и резервное – сервер точного времени Метроном-810), встроенные часы сервера БД и счетчиков электрической энергии. УССВ осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Резервное УССВ используется для синхронизации времени сервера в случае выхода из строя основного УССВ, а также невозможности получения им меток точного времени по каналу ГЛОНАСС/GPS при наличии помех.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами УССВ осуществляется каждые 5 мин. Корректировка часов сервера БД производится при расхождении времени сервера БД и УССВ на величину более, чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками – 1 раз в 30 минут. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и сервера БД на величину более, чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 002. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Идентификационные данные ПО АльфаЦЕНТР, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.06
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			УССВ/Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ ф.64	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 (основное) Метроном-810 Рег. № 89848-23 (резервное) Сервер БД
2	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.36, КЛ 6 кВ ф.65	ТПОФ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
3	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.38, КЛ 6 кВ ф.66	ТПОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-02	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
4	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.42, КЛ 6 кВ ф.67	ТПК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 22944-02	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
5	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.62, КЛ 6 кВ ф.68	ТПК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 22944-02	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
6	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.33, КЛ 6 кВ ф.69	ТПОФ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
7	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.35, КЛ 6 кВ ф.70	ТПОФ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
8	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.52, КЛ 6 кВ ф.62	ТПОФ кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
9	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.54, КЛ 6 кВ ф.73	ТПОФ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.56, КЛ 6 кВ ф.74	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 (основное) Метроном-810 Рег. № 89848-23 (резервное) Сервер БД
11	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.60, КЛ 6 кВ ф.75	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
12	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.61, КЛ 6 кВ ф.77	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
13	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.51, КЛ 6 кВ ф.78	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
14	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.65, КЛ 6 кВ ф.79	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
15	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.34, КЛ 6 кВ ф.Аммиак-1	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
16	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.63, КЛ 6 кВ ф.Аммиак-2	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
17	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.59, КЛ 6 кВ ф.63	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
18	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.37, КЛ 6 кВ ф.72	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
19	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.53, КЛ 6 кВ ф.61	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
20	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №9	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 47959-11 ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №15	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 (основное) Метроном-810 Рег. № 89848-23 (резервное) Сервер БД
22	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №25	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
23	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, КЛ 35 кВ №34	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
24	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, КЛ 35 кВ №35	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
25	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ТЭЦ-3 - Поселковая с отпайкой на ПС Лимоновская	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-16 ТЛ-ЭК-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 62786-21	GEF 40,5 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/ (100/√3) рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
26	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП №2	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП №1	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 (основное) Метроном-810 Рег. № 89848-23 (резервное) Сервер БД
28	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Слободская I цепь с отпайками	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
29	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Слободская II цепь с отпайками	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
30	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 - Азот-1	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
31	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/ (100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
32	Кировская ТЭЦ-3, РУ 3 кВ, секция 1, яч. 1, КЛ 3 кВ в сторону К-Ч МПЭС ОАО Коммунэнерго	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 3000/100 рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
33	Кировская ТЭЦ-3, РУ 3 кВ, секция 2, яч. 8, КЛ 3 кВ в сторону К-Ч МПЭС ОАО Коммунэнерго	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 3000/100 рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Примечания 1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 3. Изменения оформляются техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть. 4. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-13, 15-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20-25 (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
26-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
32-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-13, 15-19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
20-25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
26-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
32-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-13, 15-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
14 (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
20-25 (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
26-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
32-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-13, 15-19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
20-25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
26-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
32-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta\delta$),с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - 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, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера БД, 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

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности (при наличии ЗИП), ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 90000 2 80000 1 100000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- в журналах событий фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- в журналах событий сервера фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа

к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени:

- в счетчиках электроэнергии (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 паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	18
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	16
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	2
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОФ	26
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	GEF 40,5	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-300	1
Сервер точного времени	Метроном-810	1
Сервер БД	-	1
Паспорт-формуляр	МТЛ.006.002.01 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть)», аттестованном ООО «ПИКА» г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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

Филиал «Кировский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Юридический адрес: 610044, г. Киров, ул. Луганская, д. 51
Телефон: +7 (8332) 57-45-59
Факс: +7 (8332) 57-44-39
E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Кировский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 610044, г. Киров, ул. Луганская, д. 51
Телефон: +7 (8332) 57-45-59
Факс: +7 (8332) 57-44-39
E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрикслаб»
(ООО «Метрикслаб»)
ИНН 3300022154
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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312736