

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 07 » ноября 2025 г. № 2415

Регистрационный № 96831-25

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнАЗ им. Ю.А. Гагарина»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнАЗ им. Ю.А. Гагарина» (далее по тексту – АИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения информации, формирования отчётных документов и передачи данных в утвержденных форматах в АО «АТС».

Описание средства измерений

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

АИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- 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 в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИС КУЭ (коррекция времени).

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 со встроенным

ГЛОНАСС/GPS приемником точного времени, каналаообразующую аппаратуру, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер базы данных (сервер БД), локально-вычислительную сеть, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Для измерительных каналов №№1-28, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, а для измерительных каналов №№29-40 цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи стандарта GSM поступает на вход сервера ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС».

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

АИС КУЭ оснащена встроенным ГЛОНАСС/GPS приемником, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) установленного на уровне ИВКЭ. В УСПД заложена программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу.

Сравнение шкалы времени приемника со шкалой времени УСПД происходит ежесекундно. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени приемника происходит при расхождении ± 1 с и более.

Для измерительных каналов №№1-28 сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени счетчиков происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит при расхождении на ± 1 с и более.

Сравнение шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при расхождении на ± 1 с и более.

Для измерительных каналов №№29-40 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками происходит при каждом

сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 0294-2025 средства измерений указывается в формуляре типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВКЭ установлено ПО ПК «Энергосфера».

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА 8.1»
Идентификационное наименование ПО	ps0_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 – «высокий».

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединений	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 1 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 - ГТП-Т №2 с отпайкой на ПС Парус (С-86)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
2	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 2 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ ГТП-Т - НПЗ с отпайкой на ПС Байкальская (С-98)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 2 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 - ГТП-Т №1 (С-85)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
4	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 1 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ ГТП-Т - Старт с отпайками (С-97)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, МВ ОСШ 110 кВ	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Т, ОРУ 35 кВ, 1 с 35 кВ, Яч.1, КЛ 35 кВ ГТП-Т - НПЗ (Т-169)	ТВ 750/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	ЗНОЛ $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ПРП 35 кВ, КРУ 35 кВ, сш 35 кВ, Яч.5, КЛ 35 кВ ПРП-35 - ТН (Т-162)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
8	ПРП 35 кВ, КРУ 35 кВ, сш 35 кВ, Яч.2, КЛ 35 кВ ПРП - ЛПБ (Т-168)	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
9	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.4, КЛ 6 кВ Ф-4 (ЦРП-7)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
10	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.5, КЛ 6 кВ Ф-5 (РП-3)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.29, КЛ 6 кВ Ф-29 (ЦРП-12)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.34, КЛ 6 кВ Ф-34 (ТП-467)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.35, КЛ 6 кВ Ф-35 (ЦРП-19)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.36, КЛ 6 кВ Ф-36 (ЦРП-19)	ТОЛ 10-1 300/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.37, КЛ 6 кВ Ф-37 (ТП-488)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 6 с 6 кВ, Яч.50, КЛ 6 кВ Ф-50 (ЦРП-22)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
17	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 5 с 6 кВ, Яч.57, КЛ 6 кВ Ф-57 (ЦРП-22)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 6 с 6 кВ, Яч.60, КЛ 6 кВ Ф-60 (ТП-463)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.9, КЛ 6 кВ Ф-9 (РП-6)	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.11, КЛ 6 кВ Ф-11 (ТП-438)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
21	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.13, КЛ 6 кВ Ф-13	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
22	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.12, КЛ 6 кВ Ф-12 (КРДВ)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
23	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.44, КЛ 6 кВ Ф-44 (КРДВ)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
24	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч. 27, КЛ 6 кВ Ф-27 (ЦРП-4)	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
25	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.35, КЛ 6 кВ Ф-35 (ТП-406, ТП 410)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
26	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.37, КЛ 6 кВ Ф-37	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.39, КЛ 6 кВ Ф-39 (ЦРП-4)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
28	ПС 35 кВ ГТП-Ц, РУ-6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ Ф-45 (ЦРП-25)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
29	ТП-33 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-1 ИК Птичник	TTE 100/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
30	КТП-74 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, Яч.1, КЛ 0,4 кВ КПП	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М КТ 1/2 Рег. № 36354-07	-
31	КТП-34 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ВРУ 0,4 кВ Ак Азон, КЛ 0,4 кВ АК Азон	-	-	TE2000.23.00.00 КТ 1/1 Рег. № 83048-21	-
32	КТПН-69 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, 1T	TTE 600/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
33	КТПН-36 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-10 Позиция	TTE 200/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	КТПН-16 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ 2-АЭ	TTE 100/5 KT 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 KT 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
35	КТПН-30 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ СКЗ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М KT 1/2 Рег. № 36354-07	-
36	Здание КДП, ЩУ 0,4 кВ 2 этаж, КЛ 0,4 кВ 2 этаж	-	-	TE2000.23.00.00 KT 1/1 Рег. № 83048-21	-
37	Здание КДП, ЩУ 0,4 кВ 3 этаж, КЛ 0,4 кВ 3 этаж	-	-	TE2000.23.00.00 KT 1/1 Рег. № 83048-21	-
38	ТП-73 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, Яч.15, КЛ 0,4 кВ Ф-15 Вертолетная площадка	TTE-A 0,66 кВ 50/5 KT 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 KT 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
39	ВРУ-0,4 кВ РСП, КЛ 0,4 кВ РСП	TTE 100/5 KT 0,5S Рег. № 73808-19	-	TE2000.05.00.00 KT 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
40	КТП-67 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ВРУ 0,4 кВ ИП Табанов, КЛ 0,4 кВ ИП Табанов	-	-	TE2000.23.00.00 KT 1/1 Рег. № 83048-21	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Примечания:					
1.	Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблице 3.				
2.	Допускается замена УСПД на аналогичное, утверждённого типа.				
3.	Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).				
4.	Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в таблице 1.				
5.	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 ($\pm\delta$), %
1-6	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
7, 8, 19-28	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
9-18	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
29, 32-34, 38, 39	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,0
30, 35	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
31, 36, 37, 40	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,1	3,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	40
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$	от 99 до 101 от 1(2) до 120 0,87 от +21 до +25
температура окружающей среды, °C	
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.}
температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C	от - 40 до + 35
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от + 5 до + 35
температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 0 до +40

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	75000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	160000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа).
- защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ	17
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	36
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	16
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ и ТТЕ-А 0,66 кВ	18
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.05.00.00	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.23.00.00	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер БД	IBM x550 M3	1
Формуляр	ТДВ.411711.094ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнАЗ им. Ю.А. Гагарина», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

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

Филиал Публичного акционерного общества «Объединенная авиастроительная корпорация» - «Комсомольский-на-Амуре авиационный завод имени Ю.А. Гагарина»

(Филиал ПАО «ОАК» - «КнАЗ им. Ю.А. Гагарина»)

ИНН 7708619320

Юридический адрес: 115054, г. Москва, ул. Большая Пионерская, д. 1

Телефон: +7 (4217) 52-61-38

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»

(ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

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

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»
(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, помещ. 1, неж. помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 3519 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601

