

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» января 2024 г. № 125

Регистрационный № 91043-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Акционерного Общества «Каспийский трубопроводный консорциум - Р» (АО «КТК-Р»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Акционерного Общества «Каспийский трубопроводный консорциум - Р» (АО «КТК-Р») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), встроенное в УСПД, каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя каналобразующую и коммуникационную аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), УСВ, программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и возможность внешнего подключения АРМ энергосбытовой организации/субъекта оптового рынка к серверу БД ИВК АИИС КУЭ при помощи удаленного доступа по сети связи Internet. Система по каналам связи сети Internet в формате XML-файлов позволяет осуществлять обмен данными между другими автоматизированными системами.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ).

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение измерительной информации и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в адрес заинтересованных организаций может быть осуществлена с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Internet с использованием/без использования электронно-цифровой подписи (далее по тексту – ЭЦП) как средствами сервера БД ИВК АИИС КУЭ, так и с помощью АРМ АИИС КУЭ, либо с помощью АРМ энергосбытовой организации/субъекта оптового рынка, подключенного к серверу БД ИВК АИИС КУЭ и обладающего соответствующим функционалом.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов, в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени на уровне ИВК, АИИС КУЭ оснащена УСВ типа «УСВ-2», принимающим сигналы точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (далее по тексту – ГЛОНАСС). УСВ типа «УСВ-2» обеспечивает автоматическую коррекцию внутренних часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ типа «УСВ-2» более чем на ± 1 с. Для синхронизации шкалы времени на уровне ИВКЭ используется УСВ, встроенное в УСПД на основе приемника точного времени, получающего сигналы точного времени от ГЛОНАСС. Коррекция времени внутренних часов УСПД производится на величину рассинхронизации с точностью до ± 1 мс. В случае неисправности или ремонта УСВ, встроенного в УСПД, имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК. В этом случае коррекция времени внутренних часов УСПД производится при расхождении внутренних часов УСПД и сервера БД более чем на ± 1 с. Синхронизация времени внутренних часов счетчиков осуществляется от внутренних часов УСПД. Оценка разницы времени часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении УСПД к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация внутренних часов счетчиков выполняется при расхождении часов счетчика и часов УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 2023-КТК-Р-23. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ / УСПД		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ Нефтеналивная, ОРУ-110 кВ, яч. ЭВ-110 кВ	ТАТ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 29838-05	TVBs Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 29693-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
2	Площадка НПС-8, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 19, Ввод 1	AR Кл. т. 0,2 Ктт 2000/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
3	Площадка НПС-8, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 20, Ввод 2	AR Кл. т. 0,2 Ктт 2000/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
4	НПС-7, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 21, Ввод 1	AR Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	НПС-7, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 22, Ввод 2	AR Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
6	НПС-5, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 21, Ввод 1	AR Кл. т. 0,2S КТТ 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
7	НПС-5, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 22, Ввод 2	AR Кл. т. 0,2S КТТ 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
8	НПС-4, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 19, Ввод 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 2500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
9	НПС-4, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 20, Ввод 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 2500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
10	НПС-3 ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 21, Ввод 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 2500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	НПС-3 ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 22, Ввод 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
12	НПС-2 ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 21, Ввод 1	AR Кл. т. 0,2S Ктт 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
13	НПС-2 ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 22, Ввод 2	AR Кл. т. 0,2S Ктт 2500/5 Рег. № 50463-12	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
14	ПС 110/10 кВ А-НПС-5А, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нефтепровод – А-НПС-5А	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44949-10	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 47844-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
15	ПС 110/10 кВ А-НПС-5А, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лиман	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44949-10	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 47844-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
16	ПС 110/10 кВ А-НПС-5А, ОРУ-110 кВ, KQS1G Ремонтная перемычка	TG Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30489-09	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 47844-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 110/10 кВ А-НПС-5А, ОРУ-110 кВ, QC1G Секционный выключатель	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44949-10	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
18	НПС Астраханская, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 25, Ввод 1	AR Кл. т. 0,5 Ктт 1250/5 Рег. № 50463-12	VR Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 21988-01	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
19	НПС Астраханская, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 24, Ввод 2	AR Кл. т. 0,5 Ктт 1250/5 Рег. № 50463-12	VR Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 21988-01	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 53993-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
20	НПС Астраханская, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 21, Ввод 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 72362-18	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
21	НПС Астраханская, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 22, Ввод 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / ARIS MT500 Рег. № 72362-18	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	БКТП-2, КРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 01А, Ввод 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,8	±1,6
					/ ARIS MT500 Рег. № 72362-18			
23	БКТП-2, КРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 12В, Ввод 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,8	±1,6
					/ ARIS MT500 Рег. № 72362-18			
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	
<p>Примечания</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 23 от 0 °С до + 40 °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов. 7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 9. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационную документацию. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от -10 до +50 от -40 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2 65000 2 35000 2 70000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

- параметрирования устройства;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал УСПД:

- параметрирования УСПД и счетчиков;
- фиксация попыток несанкционированного доступа;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

– журнал сервера:

- коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере;
- параметрирования сервера;
- попыток несанкционированного доступа;
- пропадания и восстановления связи со счетчиком и УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

- УСПД;
- стойки (шкафа) с серверным и сетевым оборудованием уровня ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - физических и виртуальных серверов ИВК.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТАТ	3
Трансформатор тока	АР	30
Трансформатор тока	ТЛО-10	24
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	9
Трансформатор тока	TG	3
Трансформатор напряжения	TVBs	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	36
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6
Трансформатор напряжения	VR	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	20
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство сбора и передачи данных	ARIS MT500	11
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер баз данных – стойка (шкаф) с серверным оборудованием и оборудованием связи	Физические и виртуальные серверы, коммуникационное оборудование	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	2023-КТК-Р-23 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Акционерного Общества «Каспийский трубопроводный консорциум - Р» (АО «КТК-Р»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (АО «КТК-Р»)

ИНН 2310040800

Юридический адрес: 353900, Краснодарский край, г. Новороссийск, тер. Приморский
Округ Морской Терминал

Телефон: 8 (495) 966-50-00

Факс: 8 (495) 966-52-22

Изготовитель

Акционерное общество «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (АО «КТК-Р»)

ИНН 2310040800

Адрес: 353900, Краснодарский край, г. Новороссийск, тер. Приморский Округ Морской
Терминал

Телефон: 8 (495) 966-50-00

Факс: 8 (495) 966-52-22

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

