

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2024 г. № 2259

Регистрационный № 93265-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморские тепловые сети» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморские тепловые сети» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ARIS-2803 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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 – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ, входящее в состав УСПД, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД.

Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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

Журналы событий УСПД и сервера БД 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 знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1261.15) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «ТЕЛЕСКОП+» 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 «ТЕЛЕСКОП+».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – 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	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.11	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.13	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.20	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
4	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.23	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
5	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.3	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,4	
					реактивная	±2,0	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ЦТП 10 кВ Патрокл, РУ 10 кВ, 1с 10 кВ, яч.18	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
8	ЦТП 10 кВ Патрокл, РУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч.11	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
9	ПС 6 кВ Котельная Северная, КРУ 6 кВ, яч.8	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1856-63 ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
10	ПС 6 кВ Котельная Северная, КРУ 6 кВ, яч.16	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
11	ПС 6 кВ Котельная Северная, Щит 2Щ 0,4 кВ, П.10	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 6 кВ Котельная Северная, ПР-2 0,4 кВ, яч.4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
13	ПС 6 кВ Котельная Северная, ПР-2 0,4 кВ, яч.5	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
14	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.19	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
15	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.22	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
16	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.6	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
17	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
18	ПС 6 кВ Котельный цех №2, ЩСУ-2 0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, яч.15	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 6 кВ Котельный цех №2, ЩСУ-2 0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, яч.17	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
20	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), ГРЩ 0,4 кВ, яч.1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
21	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ 0,4 кВ ТТУ, яч.2	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
22	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ 0,4 кВ ТТУ, яч.3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
23	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), ЩС-20 0,4 кВ, яч.5	—	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±0,6	±3,1	
					реактивная	±1,0	±5,7	
24	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РУ 0,4 кВ КТПН-2, яч.10	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	
25	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РУ 0,4 кВ КТПН-2, яч.4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	
26	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ-1 0,4 кВ, яч.13	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 67928-17	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ПС 6 кВ ТНС Луговая, КРУН 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
28	ПС 6 кВ ТНС Луговая, КРУН 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
29	ПС 6 кВ ТНС Луговая, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
30	ПС 6 кВ ТНС Луговая, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
31	ПС 6 кВ ТНС 40 лет ВЛКСМ, РУ-6 кВ, 1с 6 кВ, яч.11	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
32	ПС 6 кВ ТНС 40 лет ВЛКСМ, РУ-6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
33	ПС 6 кВ ТНС Жигур, РУ-6 кВ, 1с 6 кВ, яч.7	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
34	ПС 6 кВ ТНС Жигур, РУ-6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
36	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 2 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
37	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 3, ввод 4 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
38	ПС 6 кВ ТНС Лесная, РУ 0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, яч.3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
					реактивная	±2,4	±6,8	
39	ПС 6 кВ ТНС Лесная, РУ 0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, яч.6	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	
40	ПС 6 кВ ТНС Лесная, ввод 0,4 кВ РУСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	
41	ПС 6 кВ ТНС Лесная, ввод 0,4 кВ РУСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,9	
					реактивная	±2,4	±6,8	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<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, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.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 на аналогичные утвержденного типа.7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	41
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +60 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000 220000 2 125000 24 70000 1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, 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, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее 	<p>113 40 45 5 3,5</p>

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

– коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;

– перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления;

– журнал УСПД:

– ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);

– 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 или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– результатов самодиагностики;

– отключения питания;

– журнал сервера БД:

– изменения значений результатов измерений;

– изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;

– параметрирования;

– факт и величина коррекции времени;

– пропадаания питания;

– замена счетчика;

– полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера БД;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– счетчика;

– УСПД;

– сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

– счётчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о состоянии средств измерений;

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра 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.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	9
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	11
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	1
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	39
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30, ТТИ-А	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	21
Контроллер многофункциональный	ARIS-2803	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1261.15 ПФ	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) СП «Приморские тепловые сети» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

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

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Изготовитель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709.

