

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «17» мая 2023 г. № 1034

Регистрационный № 89045-23

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» АО «ДГК»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» АО «ДГК» (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, 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 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, 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 по тексту – ИВКЭ), включает в себя контроллер многофункциональный ARIS MT200 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

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

Измерительные каналы (далее по тексту – 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 (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/Р отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – 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  $\pm 1$  мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на  $\pm 2$  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  $\pm 1$  с.

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.

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 знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1119.03) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером 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 данные (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 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	Амурская ТЭЦ-1, ТГ №1 6,3 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
2	Амурская ТЭЦ-1, ТГ №2 6,3 кВ	ТШВ 15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	НОЛ.08 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,0	± 3,3
						реактивная	± 2,0	± 6,0
3	Амурская ТЭЦ-1, ТГ №3 6,3 кВ	ТШЛ 20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-03	НОЛ.08 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,0	± 3,4
					реактивная	± 2,0	± 6,0	
4	Амурская ТЭЦ-1, ТГ №4 6,3 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	НОЛ.08 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	± 1,0	± 3,4	
					реактивная	± 2,0	± 6,0	
5	Амурская ТЭЦ-1, ТГ №5 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ Кл.т 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	± 1,0	± 3,4	
					реактивная	± 2,0	± 6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.1, Фидер 1А	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	± 1,2	± 4,0
7	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.2, Фидер 2В	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,0
8	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.6, Фидер 6А	ТПОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,1
9	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.6, Фидер 6В	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,0
10	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.1, Фидер 1В	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	± 2,8	± 7,1
11	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.19, Фидер 19А	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,0
12	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.27, Фидер 27А	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		реактивная	± 2,8	± 6,9
13	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.37, Фидер 37	ТПОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.28, Фидер 28	ТПОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	± 1,2	± 4,1
15	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.48, Фидер 48А	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,0
16	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.48, Фидер 48Б	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,2	± 4,0
17	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция- 6кВ, яч.66, Фидер 66А	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 1,1	± 2,8
18	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция- 6кВ, яч.66, Фидер 66Б	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	± 2,8	± 6,9
19	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Комсомольская (С- 71)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	± 1,0	± 4,0
20	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.11, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Эльбан №1 (С-87)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	± 2,5	± 6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш - ЛДК №1 (С-89)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
22	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.2, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Хурба (С-72)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
23	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.8, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Падали - Эльбан №2 (С-88)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
24	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш - ЛДК №2 (С-90)	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
25	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.10, ОВ-110 кВ	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, I секция-35кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 - КТПН - Городская №1 (Т-1)	GDS 12/24/40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Пер. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Пер. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	ARIS MT200 Пер. № 53992-13	активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
27	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, I секция-35кВ, яч.3, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 - Центральная №1 (Т-2)	GDS 12/24/40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Пер. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Пер. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04		активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
28	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 - КТПН - Городская №2 (Т-3)	GDS 12/24/40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Пер. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Пер. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04		активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
29	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.10, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 - Центральная №2 (Т-4)	GDS 12/24/40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Пер. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Пер. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04		активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
30	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, 1 с 35 кВ, Яч.1, КВЛ-35 кВ АТЭЦ-1 - АГМК №1	ТПЛ Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Пер. № 47958-11	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Пер. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, 2 с 35 кВ, Яч.11, КВЛ-35 кВ АТЭЦ-1 - АГМК №2	ТПЛ Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана <math>\cos\varphi = 0,8</math> инд <math>I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.</p> <p>6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.</p> <p>7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</p> <p>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.</p>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
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 - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,5 до 50,5 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 1 88000 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - 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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 30 45 10 3,5

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:
  - 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 пропадания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
  - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - перезапусков ИВКЭ;
  - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - результатов самодиагностики;
  - отключения питания.
- журнал сервера:
  - изменение значений результатов измерений;
  - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
  - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
  - пропадание питания;
  - замена счетчика;
  - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	3
Трансформаторы тока	ТШВ 15	3
Трансформаторы тока	ТШЛ 20-1	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТВ	21
Трансформаторы тока	GDS 12/24/40,5	8
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	9
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	23
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1119.03 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 «Амурская ТЭЦ-1» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», 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 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 «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)  
ИНН 1434031363  
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

**Изготовитель**

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)  
ИНН 3328489050  
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)  
ИНН 3328489050  
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

