

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2051

Регистрационный № 83075-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДГК» (Котельные цеха ПТС).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДГК» (Котельные цеха ПТС) (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, 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 устройство сбора и передачи данных ARIS-2803 (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+».

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 ОРЭ.

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. 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 заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСП/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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 ± 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.

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.

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.

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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.13	ТЛК-СТ 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/1,0 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.3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 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/1,0 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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
5	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), ГРЩ 0,4 кВ, яч.1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 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
6	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/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
7	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
8	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
9	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
10	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
11	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ 0,4 кВ ТТУ, яч.2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.7	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т 0,5 Ктн 6000/√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
13	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.19	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
14	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т 0,5 Ктн 6000/√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 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	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
					реактивная	±2,8	±6,9	
16	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
17	ПС 6 кВ Котельная Северная, КРУ 6 кВ, яч.8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1856-63 ТОЛ-СВЭЛ 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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	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/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
19	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
20	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
21	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
22	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:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
23	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:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
24	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС 6 кВ ТНС 40 лет ВЛКСМ, РУ-6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14	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/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
26	ПС 6 кВ ТНС Луговая, КРУН 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
27	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
29	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
30	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
31	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.11	ТЛК-СТ 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/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
33	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
34	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
35	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/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
					реактивная	±2,4	±7,1	
36	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
37	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/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±0,7	±3,1	
					реактивная	±1,2	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5	
Примечания: 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 электроэнергии для ИК №№ 1 - 37 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, $K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{тн}$ – 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, УСПД на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.									

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	37
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 47,5 до 52,5</p> <p>от -60 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09, ч, не менее - 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>220000</p> <p>2</p> <p>125000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., 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>114</p> <p>40</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:

- 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «ДГК» (Котельные цеха ПТС) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	8
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	36
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	11
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	1
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЦ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	20
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	17
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ARIS-2803	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки	МП СМО-3105-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.21 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) АО «ДГК» (Котельные цеха ПТС), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

