

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «19» июля 2024 г. № 1693

Регистрационный № 92690-24

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» АО «ДГК»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» 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 MT200 (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  $\pm 1$  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.

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

Журналы событий 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 (№ 1261.06) 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	Комсомольская ТЭЦ-3. Турбогенератор №1	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-15 Кл. т. 0,2 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
2	Комсомольская ТЭЦ-3. Турбогенератор №2	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-15 Кл. т. 0,2 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
3	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Старт - Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-115)	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
			НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11			реактивная	±2,5	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ К - Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
5	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Старт - Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-116)	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04			активная	±1,0
						реактивная	±2,5	±10,9
6	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ К - Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
7	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2 (С-113)	ТВ-110 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 46101-10	НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,0	±4,0	
						реактивная	±2,5	±6,8	
8	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2 (С-114)	ТВ-110 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 46101-10	НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08			активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8	
9	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ- 110 кВ, яч. 4, ОМВ-110 кВ	ТБМО-110 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 60541-15	НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11  НКФА-110П Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0	
						реактивная	±2,5	±10,9	
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"><li>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</li><li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li><li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos \varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,02 \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от <math>-40\text{ }^{\circ}\text{C}</math> до <math>+60\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</li><li>4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</li><li>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.</li><li>6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.</li><li>7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li><li>8. 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.</li></ol>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
<b>Нормальные условия:</b> – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> – параметры сети: - 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	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от –45 до +40 от –40 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Счетчики электроэнергии:</b> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – среднее время восстановления работоспособности, ч <b>УСПД:</b> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <b>Сервер:</b> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 2 88000 24 70000 1
<b>Глубина хранения информации:</b> <b>Счетчики электроэнергии:</b> – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее <b>УСПД:</b> – 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 <b>Сервер:</b> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 45 5 3,5

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 пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания 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;
- пропадания 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	ТВ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110	12
Трансформаторы тока	ТБМО-110	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформаторы напряжения	НКФА-110П	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-15	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1261.06 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 «Комсомольская ТЭЦ-3» 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.

