

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «16» ноября 2021 г. № 2559

Регистрационный № 83682-21

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДГК» (Насосные станции Нерюнгринская ГРЭС)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДГК» (Насосные станции Нерюнгринская ГРЭС) (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 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 ТСП/IP 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 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 наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### 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:<br>- сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll<br>- АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll | f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c<br>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                          |                        | Основная погрешность, %           | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1        | 2   | 3   | 4  | 5  | 6                             | 7                      | 8                                 | 9                                 |
| 1        | ПС 110 кВ<br>Беркакит, РУ 10 кВ,<br>1с 10 кВ, яч.20 | ТЛК-СТ<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 150/5<br>Рег. № 58720-14 | НАМИ-10-95<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 10000/100<br>Рег. № 60002-15     | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8                      | ±4,0<br>±6,9                      |
| 2        | ПС 110 кВ<br>Беркакит, РУ 10 кВ,<br>2с 10 кВ, яч.21 | ТЛК-СТ<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 150/5<br>Рег. № 58720-14 | НАМИ-10-95УХЛ2<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 10000/100<br>Рег. № 20186-05 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8                      | ±4,0<br>±6,9                      |
| 3        | ПС 110 кВ ВГК,<br>КРУ 6 кВ, ввод 6 кВ<br>1Т         | ТПОЛ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 1500/5<br>Рег. № 1261-59 | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70        | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8                      | ±4,1<br>±7,1                      |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3   | 4   | 5  | 6                             | 7                      | 8            | 9            |
|--|---|---|---|--|-------------------------------|------------------------|--------------|--------------|
| 4  | ПС 110 кВ ВГК,<br>КРУ 6 кВ, ввод 6 кВ<br>2Т           | ТВК-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 1000/5<br>Рег. № 8913-82  | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8 | ±4,1<br>±7,1 |
| 5  | ПС 110 кВ ВГК,<br>КРУ 6 кВ, 2Р 6 кВ,<br>яч.26         | ТВЛМ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 150/5<br>Рег. № 1856-63  | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8 | ±4,1<br>±7,1 |
| 6  | ПС 110 кВ ВГК,<br>КРУ 6 кВ, 3Р 6 кВ,<br>яч.52         | ТВЛМ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 150/5<br>Рег. № 1856-63  | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,2<br>±2,8 | ±4,1<br>±7,1 |
| 7  | ПС 110 кВ ВГК,<br>РУСН 0,4 кВ 3Н,<br>яч. 41           | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 200/5<br>Рег. № 36382-07 | -   | СЭТ-4ТМ.03.09<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04   | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,0<br>±2,4 | ±4,1<br>±7,1 |
| 8  | ПС 110 кВ ВГК,<br>РУСН 0,4 кВ 4Н,<br>яч.63            | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 100/5<br>Рег. № 36382-07 | -   | СЭТ-4ТМ.03.09<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04   | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,0<br>±2,4 | ±4,1<br>±7,1 |
| 9  | ПС 35 кВ РМЗ-1<br>(ПС-44), РУ 6 кВ,<br>1с 6 кВ, яч.7  | ТЛП-10<br>Кл. т. 0,2S<br>Ктт 400/5<br>Рег. № 30709-11 | НАМИТ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 16687-13 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,0<br>±2,0 | ±3,4<br>±6,0 |
| 10   | ПС 35 кВ РМЗ-1<br>(ПС-44), РУ 6 кВ,<br>2с 6 кВ, яч.51 | ТЛП-10<br>Кл. т. 0,2S<br>Ктт 200/5<br>Рег. № 30709-11 | НАМИТ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 16687-13 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-17 | ARIS MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная<br>реактивная | ±1,0<br>±2,0 | ±3,4<br>±6,0 |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с  |   |   |   |  |                               |                        | ±5           |              |
| Примечания:<br>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). |   |   |   |  |                               |                        |              |              |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|---|---|---|---|---|---|---|---|
| <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для <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 для ИК №№ 1 - 10 от минус 40 до плюс 60 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, <math>K_{тт}</math> – коэффициент трансформации трансформаторов тока, <math>K_{тн}</math> – 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 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.</p> <p>6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</p> <p>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.</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   | 10   |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- частота, Гц<br>- коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>- температура окружающей среды, °С   | от 99 до 101<br>от 100 до 120<br>от 49,85 до 50,15<br>0,9<br>от +21 до +25   |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- коэффициент мощности<br>- частота, Гц<br>- температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С<br>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С<br>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С<br>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С   | от 90 до 110<br>от 2(5) до 120<br>от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>смк</sub><br>от 49,6 до 50,4<br>от -60 до +40<br>от -40 до +60<br>от +10 до +30<br>от 0 до +40 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>Электросчетчики:<br>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09<br>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>- среднее время восстановления работоспособности, ч<br>УСПД:<br>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>- среднее время восстановления работоспособности, ч<br>Сервер:<br>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>- среднее время восстановления работоспособности, ч                                       | 165000<br>2<br>88000<br>24<br>70000<br>1   |
| Глубина хранения информации<br>Электросчетчики:<br>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее<br>- при отключении питания, лет, не менее<br>УСПД:<br>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее<br>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее<br>Сервер:<br>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 113<br>40<br>45<br>10<br>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**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «ДГК» (Насосные станции Нерюнгринская ГРЭС) 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                       | 4                    |
| Трансформатор тока                                   | ТПОЛ-10                      | 2                    |
| Трансформатор тока                                   | ТВК-10                       | 2                    |
| Трансформатор тока                                   | ТВЛМ-10                      | 4                    |
| Трансформатор тока                                   | Т-0,66                       | 6                    |
| Трансформатор тока                                   | ТЛП-10                       | 4                    |
| Трансформатор напряжения                             | НАМИ-10-95                   | 2                    |
| Трансформатор напряжения                             | НТМИ-6-66                    | 2                    |
| Трансформатор напряжения                             | НАМИТ-10                     | 2                    |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный    | СЭТ-4ТМ.03М.01               | 8                    |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный    | СЭТ-4ТМ.03.09                | 2                    |
| Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ | ARIS MT200                   | 1                    |
| Программное обеспечение                              | ТЕЛЕСКОП+                    | 1                    |
| Паспорт-Формуляр                                     | РЭСС.411711.АИИС.776.11-1 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» (Насосные станции Нерюнгринская ГРЭС), 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.

