

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327, выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ, и содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

Третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее по тексту – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в заинтересованные организации; обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$ с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер ИВК, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее  $\pm 1$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### **Программное обеспечение**

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающее в себя модуль "Энергия-Альфа 2". С помощью ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации. Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "АльфаЦЕНТР", включающее в себя модули "АльфаЦЕНТР АРМ", "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE", "АльфаЦЕНТР Коммуникатор". С помощью ПО "АльфаЦЕНТР" решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР АРМ"

| Идентификационные данные (признаки)           | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО             | "АльфаЦЕНТР"                     |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО     | 4                                |
| Цифровой идентификатор ПО                     | a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d |
| Другие идентификационные данные, если имеются | "АльфаЦЕНТР АРМ"                 |

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"

| Идентификационные данные (признаки)           | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО             | "АльфаЦЕНТР"                     |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО     | 9                                |
| Цифровой идентификатор ПО                     | bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48 |
| Другие идентификационные данные, если имеются | "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"        |

Таблица 1.3 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР Коммуникатор"

| Идентификационные данные (признаки)           | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО             | "АльфаЦЕНТР"                     |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО     | 3                                |
| Цифровой идентификатор ПО                     | 3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6 |
| Другие идентификационные данные, если имеются | "АльфаЦЕНТР Коммуникатор"        |

Таблица 1.4 - Идентификационные данные ПО ПК "Энергия-Альфа 2"

| Идентификационные данные (признаки)           | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО             | "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"                  |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО     | 2.0.0.2                          |
| Цифровой идентификатор ПО                     | 17e63d59939159ef304b8ff63121df60 |
| Другие идентификационные данные, если имеются | ПК "Энергия-Альфа 2"             |

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

#### **Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го и 2-го уровней системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

| № ИК | Наименование объекта   | Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ   |  |  |  |
|------|--|---|--|--|--|
|      |  | Трансформатор тока  | Трансформатор напряжения   | Счетчик  | УСПД   |
| 1    | 2  | 3   | 4  | 5  | 6  |
| 1    | ТП «Степная (Ламенская)», ВЛ - 110 кВ «Дорожная» (ВВ-1 110 кВ) | ТОГФМ-110<br>кл.т 0,2S<br>Ктт = 300/1<br>Зав. № 202; 204;<br>206<br>Госреестр<br>№ 53344-13 | НАМИ-110 УХЛ1<br>кл.т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № 10325; 10304;<br>10305<br>Госреестр<br>№ 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>кл.т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01289983<br>Госреестр<br>№ 31857-11 | RTU-327<br>Зав. №<br>001530<br>Госреестр<br>№ 41907-09 |
| 2    | ТП «Степная (Ламенская)», ВЛ - 110 кВ «Кошевая» (ВВ-2 110 кВ)  | ТОГФМ-110<br>кл.т 0,2S<br>Ктт = 300/1<br>Зав. № 224; 233;<br>236<br>Госреестр<br>№ 53344-13 | НАМИ-110 УХЛ1<br>кл.т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № 10318; 10309;<br>10310<br>Госреестр<br>№ 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>кл.т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01290024<br>Госреестр<br>№ 31857-11 |  |
| 3    | ТП «Степная (Ламенская)», Т-1 110 кВ                           | ТОГФМ-110<br>кл.т 0,2S<br>Ктт = 150/1<br>Зав. № 29; 36;<br>30<br>Госреестр<br>№ 53344-13    | НАМИ-110 УХЛ1<br>кл.т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № 10325; 10304;<br>10305<br>Госреестр<br>№ 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>кл.т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01289987<br>Госреестр<br>№ 31857-11 |  |
| 4    | ТП «Степная (Ламенская)», Т-2 110 кВ                           | ТОГФМ-110<br>кл.т 0,2S<br>Ктт = 150/1<br>Зав. № 33; 45;<br>44<br>Госреестр<br>№ 53344-13    | НАМИ-110 УХЛ1<br>кл.т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № 10318; 10309;<br>10310<br>Госреестр<br>№ 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>кл.т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01289933<br>Госреестр<br>№ 31857-11 |  |

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

| Номер ИК                             | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %   |                                 |                                     |   |
|--------------------------------------|------|---|---------------------------------|-------------------------------------|---|
|                                      |      | $d_{1(2)\%}$ ,  | $d_5\%$ ,                       | $d_{20\%}$ ,                        | $d_{100\%}$ ,                           |
|                                      |      | $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$   | $I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 – 4<br>(Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2) | 1,0  | ±1,2  | ±0,8                            | ±0,8                                | ±0,8                                    |
|                                      | 0,9  | ±1,3  | ±0,9                            | ±0,8                                | ±0,8                                    |
|                                      | 0,8  | ±1,4  | ±1,0                            | ±0,9                                | ±0,9                                    |
|                                      | 0,7  | ±1,6  | ±1,1                            | ±0,9                                | ±0,9                                    |
|                                      | 0,5  | ±2,2  | ±1,4                            | ±1,2                                | ±1,2                                    |
| Номер ИК                             | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), % |                                 |                                     |   |
|                                      |      | $d_{1(2)\%}$ ,  | $d_5\%$ ,                       | $d_{20\%}$ ,                        | $d_{100\%}$ ,                           |
|                                      |      | $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$   | $I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 – 4<br>(Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)  | 0,9  | ±2,3  | ±1,3                            | ±1,0                                | ±1,0                                    |
|                                      | 0,8  | ±1,6  | ±0,9                            | ±0,7                                | ±0,7                                    |
|                                      | 0,7  | ±1,3  | ±0,8                            | ±0,6                                | ±0,6                                    |
|                                      | 0,5  | ±1,1  | ±0,6                            | ±0,5                                | ±0,5                                    |

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3 Нормальные условия эксплуатации:

- Параметры сети: диапазон напряжения - от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ; диапазон силы тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от  $0,9 \cdot U_{н1}$  до  $1,1 \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,01 I_{н1}$  до  $1,2 I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) – от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35 °С.

Для электросчетчиков:

- для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 65 °С;

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{н2}$  до  $1,1 \cdot U_{н2}$ ;

- сила тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на подстанции ОАО "РЖД" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 1$  час;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование   | Обозначение (Тип)           | Кол-во, шт. |
|--|-----------------------------|-------------|
| 1  | 2                           | 3           |
| Трансформаторы тока  | ТОГФМ-110                   | 12          |
| Трансформаторы напряжения                                      | НАМИ-110 УХЛ1               | 6           |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные  | A1802RALQ-P4GB-DW-4         | 4           |
| Устройство сбора и передачи данных                             | RTU-327                     | 1           |
| Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии | «АльфаЦЕНТР»                | 1           |
|  | «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»             | 1           |
| Методика поверки   | РТ-МП-2546-500-2015         | 1           |
| Паспорт-формуляр   | АУВП.411711.395.14.01.ПС-ФО | 1           |

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2546-500-2015 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области. Методика поверки", утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 25.09.2015 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

### Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области. Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00252/322-2015 от 28.09.2015 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Степная (Ламенская)» Свердловской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"  
(ОАО "РЖД")  
ИНН 7708503727  
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2  
Тел.: (499) 262-60-55  
Факс: (499) 262-60-55  
e-mail: [info@rzd.ru](mailto:info@rzd.ru)  
<http://www.rzd.ru/>

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр  
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)  
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4  
Тел.: +7 (495) 620-08-38  
Факс: +7 (495) 620-08-48

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)  
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31  
Тел.: +7 (495) 544-00-00  
Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.                      « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.