

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Лая" Свердловской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Свердловской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Лая" Свердловской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Свердловской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные каналы (далее – ИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 19495-03, зав. № 1536), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) "Альфа-Центр", 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;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – 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 энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика 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 уровня ИВК 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 времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного 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, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее  $\pm 1$  с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "Альфа-Центр", включающее в себя модули "Альфа-Центр АРМ", "Альфа-Центр СУБД "Oracle", "Альфа-Центр Коммуникатор". С помощью ПО "Альфа-Центр" 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.

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.

Таблица 1. - Сведения о программном обеспечении.

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм цифрового идентификатора ПО |
|-----------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| "Альфа-Центр"   | "Альфа-Центр АРМ"                 | 4                                         | a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d                                | MD5                                  |
| "Альфа-Центр"   | "Альфа-Центр СУБД "Oracle"        | 9                                         | bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48                                | MD5                                  |
| "Альфа-Центр"   | "Альфа-Центр Коммуникатор"        | 3                                         | 3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6                                | MD5                                  |
| "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" | ПК "Энергия Альфа 2"              | 2.0.0.2                                   | 17e63d59939159ef304b8ff63121df60                                | MD5                                  |

- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3,4 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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

| № ИИК    | Диспетчерское наименование точки учёта | Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ                                                                |                                                                                                                |                                                                                           |                                                | Вид электроэнергии     |
|----------|----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|
|          |                                        | Трансформатор тока                                                                                 | Трансформатор напряжения                                                                                       | Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии               | УСПД                                           |                        |
| ТП "Лая" |                                        |                                                                                                    |                                                                                                                |                                                                                           |                                                |                        |
| 1        | ОРУ 110кВ: Т1 точка измерения №1       | ТГФМ-110 П*<br>класс точности 0,2S<br>КТТ=100/1<br>Зав. № 6261; 6265; 6256<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>КТН=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 6344; 6345; 6316<br>Госреестр № 24218-08 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01224078<br>Госреестр № 31857-06 | RTU-327<br>зав. № 1536<br>Госреестр № 19495-03 | активная<br>реактивная |
| 2        | ОРУ 110кВ: Т2 точка измерения №2       | ТГФМ-110 П*<br>класс точности 0,2S<br>КТТ=100/1<br>Зав. № 6259; 6260; 6266<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>КТН=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5884; 6355; 6362<br>Госреестр № 24218-08 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01224091<br>Госреестр № 31857-06 |                                                | активная<br>реактивная |

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

| Номер ИИК                             | Диапазон тока                            | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК      |                       |                      |                                                                               |                       |                      |
|---------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|
|                                       |                                          | Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm d$ ), % |                       |                      | Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), % |                       |                      |
|                                       |                                          | $\cos \varphi = 1,0$                                   | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 1,0$                                                          | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ |
| 1, 2<br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2;<br>Сч 0,2S) | $0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 1,0                                                    | 1,1                   | 1,1                  | 1,2                                                                           | 1,2                   | 1,3                  |
|                                       | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$        | 0,6                                                    | 0,7                   | 0,8                  | 0,8                                                                           | 0,9                   | 1,0                  |
|                                       | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$            | 0,5                                                    | 0,6                   | 0,6                  | 0,8                                                                           | 0,8                   | 0,9                  |
|                                       | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$         | 0,5                                                    | 0,6                   | 0,6                  | 0,8                                                                           | 0,8                   | 0,9                  |

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

| Номер ИИК                            | Диапазон тока                      | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК      |                                          |                                                                               |                                          |
|--------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
|                                      |                                    | Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm d$ ), % |                                          | Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), % |                                          |
|                                      |                                    | $\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$              | $\cos \varphi = 0,8(\sin \varphi = 0,6)$ | $\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$                                     | $\cos \varphi = 0,8(\sin \varphi = 0,6)$ |
| 1, 2<br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2;<br>Сч 0,5) | $0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 2,4                                                    | 2,1                                      | 3,2                                                                           | 2,8                                      |
|                                      | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$  | 1,5                                                    | 1,3                                      | 1,9                                                                           | 1,7                                      |
|                                      | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$      | 1,1                                                    | 0,9                                      | 1,3                                                                           | 1,2                                      |
|                                      | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$   | 1,0                                                    | 0,9                                      | 1,2                                                                           | 1,1                                      |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения -  $(0,99 - 1,01)U_N$ ;
- диапазон силы тока -  $(0,01 - 1,2)I_N$ ;
- диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{H1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{H1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

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

Для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{H2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{H2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – не менее 30 лет;

- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Лая" Свердловской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Свердловской области типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

|                                                                                              |   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|---|
| Трансформаторы тока ТГФМ-110 II*                                                             | 6 |
| Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1                                                      | 6 |
| Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД типа RTU-300 | 1 |
| Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800                    | 2 |
| Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника                            | 1 |
| Сервер управления HP ML 360 G5                                                               | 1 |
| Сервер основной БД HP ML 570 G4                                                              | 1 |
| Сервер резервный БД HP ML 570 G4                                                             | 1 |
| Методика поверки                                                                             | 1 |
| Формуляр                                                                                     | 1 |
| Инструкция по эксплуатации                                                                   | 1 |

### Поверка

осуществляется по документу "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Лая" Свердловской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Свердловской области. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в апреле 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";

- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки."
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки";
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений изложена в документе АУВП.411711.370.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Свердловэнерго" Свердловской железной дороги".

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Лая" Свердловской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Свердловской области**

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. АУВП.411711.370.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Свердловэнерго" Свердловской железной дороги".

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Российские Железные Дороги"  
(ОАО "РЖД")

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

Почтовый адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.