

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь) (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, построенная на основе ИВК «Альфа-Центр» (Госреестр № 20481-00), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные комплексы (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 энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 001235), 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 энергоучета, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительно-информационные каналы (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.

### 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 измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)" в Таблице 2.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблицах 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ дисп. наим	№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учета	Состав ИИК (1 - 2 уровни)				Вид электро-энергии
			Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	200	Ф-11 ЭЧС Отрожка-6 кВ	ТОЛ-10-I-2 У2 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 60892; 60906 Госреестр № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1333; 1523 Госреестр № 20186-05	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01239377 Госреестр № 31857-11	RTU-327-E1-M4 зав. № 001235 Госреестр № 41907 - 09	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК АИИС КУЭ						
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,	
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
200  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6	
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7	
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9	
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1	
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7	

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК АИИС КУЭ						
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,	
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
200  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2	
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4	
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2	
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0	

Ход часов компонентов системы не превышает ±5 с/сут.

#### Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации:  
Параметры сети:
  - диапазон напряжения – от  $0,99 \cdot U_n$  до  $1,01 \cdot U_n$ ;

- диапазон силы тока – от  $0,05 \cdot I_n$  до  $1,2 \cdot I_n$ ;
  - диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) – от 0,5 до 1,0 (от 0,87 до 0,5);
  - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 10 до 30 °С; ИВКЭ - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 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 – от  $0,9 \cdot U_{n1}$  до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,05 \cdot I_{n1}$  до  $1,2 \cdot I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) – от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от минус 30 до 35 °С.
- Для счетчиков электроэнергии "Альфа А1800":
- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{n2}$  до  $1,1 \cdot U_{n2}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,01 \cdot I_{n2}$  до  $1,2 \cdot I_{n2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) - от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от 10 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 Р 52425-2005.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 4 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 электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 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:

- счетчики электроэнергии и "Альфа А1800" – до 30 лет при отсутствии питания;
- 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) тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)" типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТОЛ-10-I-2 У2	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327-E1-M4	1
Счетчик электрической энергии А1805RALQ-P4GB-DW-4	1
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	1
Источник бесперебойного питания APC Black –Smart-USB RM 2U	1
Шлюз-концентратор ШК-1	1
Сервер управления Arbayte Tempo	1
Сервер базы данных (основной) HP ProLiant ML 570	1
Сервер базы данных (резервный) HP ProLiant ML	1
Коммутатор (Data switch) Masterview CS-14	1
Источник бесперебойного питания APC Black –Smart-UPS 1000 USB RM 2U	1
Методика поверки МП 1399/446-2012	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1399/446-2012 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)". Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "РОСТЕСТ-МОСКВА" в октябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки" и /или средства измерений согласно МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или средства измерений согласно МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя", средства измерений согласно МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМС им. Д. И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу "Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007.МП";  
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.  
Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)".

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго - Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Воронежской области ТП «Отрожка» (2-я очередь)"**

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. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

**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 «Монитор – Энергосервис»  
394014, Воронеж, ул. Лебедева, дом 6  
Тел. (473) 241-12-01  
Факс ((473) 241-12-00

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Ростест-Москва»  
(ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)  
Юридический адрес:  
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
тел./факс: 8(495) 544 00 00  
Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2012 г.