

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края (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 распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005), класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005), 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 № 41907-09, зав. № 006943), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на 3-ий уровень, 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 – ИБК) включает в себя: серверное оборудование (серверы сбора данных – основной и резервный, сервер управления), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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).

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 цифровые сигналы. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах 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, 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 времени (УСВ) на основе приемника GPS типа УССВ-35LVS (35HVS). УСВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога (рассинхронизации)  $\pm 1$  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 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 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	"АльфаЦЕНТР АРМ"	MD5
"АльфаЦЕНТР"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	"АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle""	MD5
"АльфаЦЕНТР"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	MD5
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	"Энергия Альфа 2"	MD5

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края 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				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 110 кВ ПТ1	VIS WI кл. т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1106933 10, 1106933 11, 1106933 12 Госреестр № 37750-08	SU 170/S кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11/110486, 11/110488, 11/110497 Госреестр № 37115-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01248242 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 006943 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 110 кВ ПТ2	VIS WI кл. т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1106933 01, 1106933 07, 1106933 08 Госреестр № 37750-08	SU 170/S кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11/110482, 11/110490, 11/110499 Госреестр № 37115-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01248244 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
3	тяговая подстанция 110 кВ Береговая ТСН-1 10 кВ	ТПП-10-6 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 39095, 39096 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 1009841, 1010085, 1010212 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248262 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 1 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 1500/5 Зав. № 39123, 39121, 39124 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009841, 1010085, 1010212 Госреестр № 23544-07	A1805RAL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248246 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 006943 Госреестр № 41907-09	активная реактив- ная
5	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 2 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 1500/5 Зав. № 39119, 39122, 39120 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009873, 1009701, 1009543 Госреестр № 23544-07	A1805RAL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248250 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
6	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер-1 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 39108, 39107 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009841, 1010085, 1010212 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01214679 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
7	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер-3 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 39104, 39103 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009841, 1010085, 1010212 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248264 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
8	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер ПЭ-5	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 39112, 39116 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30769, 30767, 30768 Госреестр № 40014-08	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248252 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
9	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер ПЭ-3	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 39115, 39111 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30769, 30767, 30768 Госреестр № 40014-08	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248260 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
10	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер ПЭ-1	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 39118, 39109 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30769, 30767, 30768 Госреестр № 40014-08	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248254 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	тяговая подстанция 110 кВ Береговая ЛЭП АБ (СЦБ) 0,4 кВ	ТСН-6 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 3904, 3903 Госреестр № 26100-03	-	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248256 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 006943 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
12	тяговая подстанция 110 кВ Береговая ТСН-2 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 39097, 39098 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009873, 1009701, 1009543 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248251 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
13	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер-2 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 39105, 39102 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009873, 1009701, 1009543 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248263 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
14	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер-4 10 кВ	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 39101, 39106 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП кл. т 0,5 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1009873, 1009701, 1009543 Госреестр № 23544-07	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248253 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
15	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер ПЭ-4	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 39113, 39114 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30769, 30767, 30768 Госреестр № 40014-08	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248259 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
16	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Фидер ПЭ-2	ТЛП-10-6 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 39110, 39117 Госреестр № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30769, 30767, 30768 Госреестр № 40014-08	A1805RL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248261 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
17	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 1 27,5 кВ	ТЛЮ-35 кл. т 0,5S Ктт = 1200/5 Зав. № 19399, 19405 Госреестр № 36291-11	ТЛС7 кл. т 0,5 $K_{тн} = (27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1VLT5211013173, 1VLT5211013175 Госреестр № 25430-08	A1805RAL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248248 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ввод 2 27,5 кВ	ТЛО-35 кл. т 0,5S Ктт = 1200/5 Зав. № 19402, 19400 Госреестр № 36291-11	ТЛС7 кл. т 0,5 Ктн = (27500/√3)/(100/√3) Зав. № 1VLT5211013169, 1VLT5211016808 Госреестр № 25430-08	A1805RAL-P4G-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01248249 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 006943 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
19	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Рабочая перемычка КРУ-110 кВ	VIS WI кл. т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1106932 16, 1106932 17, 1106932 18 Госреестр № 37750-08	SU 170/S кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11/110486, 11/110488, 11/110497 Госреестр № 37115-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01248243 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
20	тяговая подстанция 110 кВ Береговая Ремонтная пере- мычка КРУ-110 кВ	VIS WI кл. т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 1106932 12, 1106932 13, 1106932 15 Госреестр № 37750-08	SU 170/S кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11/110482, 11/110490, 11/110499 Госреестр № 37115-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01248245 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3– Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих услови- ях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)} \%,$ $I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%,$ $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%,$ $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1, 2, 19, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
3, 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
4 – 7, 13, 14, 17, 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
8 – 10, 15, 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±3,3	±2,4	±2,4
11 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,4	±1,4
	0,9	±2,8	±1,8	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±5,6	±3,2	±2,3	±2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 19, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1
3, 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
4 – 7, 13, 14, 17, 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±9,0	±3,7	±2,7	±2,6
	0,7	±7,7	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±6,5	±2,9	±2,2	±2,1
8 – 10, 15, 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	±12,0	±4,6	±3,0	±2,9
	0,8	±9,0	±3,6	±2,5	±2,4
	0,7	±7,7	±3,2	±2,3	±2,2
	0,5	±6,5	±2,8	±2,1	±2,1
11 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	0,9	±12,0	±4,6	±3,0	±2,8
	0,8	±9,0	±3,6	±2,4	±2,3
	0,7	±7,7	±3,2	±2,2	±2,2
	0,5	±6,4	±2,8	±2,1	±2,0

Примечания:

- Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- 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  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $50^{\circ}\text{C}$ ; счетчиков - от плюс  $18^{\circ}\text{C}$  до плюс  $25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД - от плюс  $10^{\circ}\text{C}$  до плюс  $30^{\circ}\text{C}$ ; ИВК - от плюс  $10^{\circ}\text{C}$  до плюс  $30^{\circ}\text{C}$ ;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05$  мТл.
- Рабочие условия эксплуатации:  
Для ТТ и ТН:
  - параметры сети: диапазон первичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{н1}$  до  $1,1 U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,01 I_{н1}$  до  $1,2 I_{н1}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от минус  $30^{\circ}\text{C}$  до плюс  $35^{\circ}\text{C}$ .
  - Для электросчетчиков:
    - для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $65^{\circ}\text{C}$ ;
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения от  $0,9 U_{н2}$  до  $1,1 U_{н2}$ ;
    - сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИК № 3, и от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИК №№ 1, 2, 4 - 20;
    - частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
    - магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.

6. 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 одностипный 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. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2011.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД (RTU-327) – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;
- УССВ-35HVS – 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 АЭС от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчики 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 времени.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии и "Альфа А1800" – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД RTU-327 – 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	VIS WI	12
Трансформатор тока	ТЛП-10-6	28
Трансформатор тока	ТЛО-35	4
Трансформатор тока	ТСН-6	2
Трансформатор напряжения	SU 170/S	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформатор напряжения	ТСЈ7	4
Счётчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	4
Счётчик электрической энергии	A1805RAL-P4G-DW-4	4
Счётчик электрической энергии	A1805RL-P4G-DW-4	12
Источник бесперебойного питания	APC Black-Smart-UPS 1000 USB RM 2U, APC Smart-UPS 2200 VA RM 3U Black	1
Сервер базы данных (основной)	HP ML-570 зав. № CZB2564LKN	1
Приемник устройства синхронизации времени	УССВ-35HVS	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Шлюз-концентратор	ШК-2 ТП	1
Программное обеспечения	«АльфаЦЕНТР»	1
	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	МП 1715/550-2013	1
Паспорт-формуляр	499/10-652-06.35-КНМУ.411711.085.ПФ	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1715/550-2013 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2013 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

- для счетчиков 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.;
- для УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU - 327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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 счетчиковми системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края». Аттестована ФБУ «Ростест-Москва». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1317/550-01.00229.2013 от 11.10.2013 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «РЖД» тяговая подстанция 110 кВ «Береговая» в границах Краснодарского края:**

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.
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**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

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

ДКРС-Сочи ОАО «РЖД» - обособленное структурное подразделение ДКРС ОАО «РЖД»  
Юридический адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2  
Почтовый адрес: 354000 г. Сочи, ул. Московская, д. 22  
Тел.: (8622) 90-25-01  
Факс: (8622) 90-25-30

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москва» (ФБУ «Ростест-Москва»)  
117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31  
Тел.: 8(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11  
Факс: (499) 124-99-96  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2013 г.