

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (южный ход))

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (южный ход)) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM/GPRS-модемы, и далее по каналу связи стандарта GSM – на входы УСПД, где происходит накопление, хранение и передача полученных данных на сервер ОАО «РЖД» по сети передачи данных ОАО РЖД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов. Из сервера ОАО «РЖД» информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся в АРМ ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Часы сервера ОАО «РЖД» синхронизированы с УССВ, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Часы УСПД синхронизированы с часами сервера ОАО «РЖД», сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера ОАО «РЖД» реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которых входят программы, указанные в таблицах 1а и 1б. С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1а – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1б – Идентификационные данные ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия-Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС Борзя тяговая 110/25/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, яч. ввода ВЛ-110 кВ № 98	ТРГ-110 II 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 5000 Зав. № 5001 Зав. № 5002	СРА 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 8817249 Зав. № 8817250 Зав. № 8817251	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226767	RTU-327 Зав. № 005736	актив- ная	0,9	1,6
						реак- тивная	1,5	2,9
2	ПС Борзя тяговая 110/25/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, яч. ввода ВЛ-110 кВ № 97	ТРГ-110 II 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 5005 Зав. № 5003 Зав. № 5004	СРА 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 8817252 Зав. № 8817253 Зав. № 8817254	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226766		актив- ная	0,9	1,6
						реак- тивная	1,5	2,9
3	ПС Мирная тяговая 110/25/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, яч. ввода ВЛ-110 кВ Шерловогорская ТЭЦ – ПС 110 кВ Мирная с отпайкой на ПС Безречная	ТРГ-110 II 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4989 Зав. № 4990 Зав. № 4988	СРА 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 8817243 Зав. № 8817247 Зав. № 8817244	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226720		актив- ная	1,1	3,0
						реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС Мирная тяговая 110/25/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, яч. ввода ВЛ-110 кВ ПС 110 кВ Мирная – ПС 110/35/6 кВ Первая	ТРГ-110 II 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4987	СРА 123 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 8817245	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226721	RTU-327 Зав. № 005736	актив- ная	1,1	3,0
		Зав. № 4986 Зав. № 4985	Зав. № 8817248 Зав. № 8817246	реак- тивная		2,3	4,6	
5	ПС Борзя тяговая 110/25/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 2	ТЛП-10 30/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 37151	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 2869110000017	A1805RL-P4G-DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226794		актив- ная	1,3	3,3
		Зав. № 37152		реак- тивная		2,5	6,2	

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05)U_n$; ток $(1,0-1,2)I_n$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 1 до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 85 % при плюс 40 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2 \% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=24$ ч;

- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- RTU-327 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П	26813-06	12
Трансформаторы тока	ТЛП-10	30709-11	2
Трансформаторы напряжения измерительные	СРА 123	47846-11	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	—	1
Сервер ОАО «РЖД»	HP Proliant DL360 G4	—	1
АРМ ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»	IN WIN	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	17254302.384106.010.ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65307-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (южный ход)). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в августе 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств 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 со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 17254302.384106.010.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (южный ход)). Руководство пользователя».

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

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

ИНН 7707798605

Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 действителен до 1 декабря 2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2016 г.