

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменением № 1, № 2, регистрационный № 47805-15, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 класса точности 0,2S в режиме измерений активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ТУ 4228-011-29056091-11 в режиме измерений реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 000784), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – 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.

3-й 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.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучёта, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по запросу ИВК.

В ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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 Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени (УССВ), синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам точного времени, получаемым от GPS-приемника. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при повышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера, сличение происходит при каждом сеансе связи УСПД-сервер, коррекция осуществляется при расхождении показаний часов на ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД ± 2 с, но не реже 1 раза в сутки. СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчика 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 коррективке.

Программное обеспечение

На уровне регионального Центра энергоучёта используется ПО «АльфаЦЕНТР», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1.1. 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. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1.2. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения, отображения измерительной информации и передачи данных субъектам ОРЭ.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14
Цифровой идентификатор ПО	0E90D5DE7590BBD89594906C8DF82AC2
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.13.6
Цифровой идентификатор ПО	A61ADC9069FB03A0069DD47BB71DC768
Другие идентификационные данные, если имеются	enalpha.exe

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты ПО – высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав ИК АИИС КУЭ					Ктт · Ктч · Ксч	Вид энергии	Метрологические характеристики									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер			УСПД	Пределы основной погрешности ИК, (±δ) %	Пределы погрешности ИК в рабочих условиях, (±δ) %							
										cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87							
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10							
31	ТП Могоча Ввод Т-1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	6188	RTU-327 зав. № 000784 Госреестр № 41907-09	220000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7							
				B	ТБМО-110 УХЛ1	6190												
				C	ТБМО-110 УХЛ1	6189												
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	9768												
				B	НАМИ-110 УХЛ1	10474												
				C	НАМИ-110 УХЛ1	9779												
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01200848												
		32	ТП Могоча Ввод Т-2 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 № 23256-11	A						ТБМО-110 УХЛ1	6185	RTU-327 зав. № 000784 Госреестр № 41907-09	220000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7
						B						ТБМО-110 УХЛ1	6187					
C	ТБМО-110 УХЛ1					6186												
ТН	Кт=0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 № 24218-13			A	НАМИ-110 УХЛ1	9626												
				B	НАМИ-110 УХЛ1	10048												
				C	НАМИ-110 УХЛ1	9776												
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01200849														

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ; $\cos j = 0,8$ инд.;

- температура окружающей среды: $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

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

- температура окружающего воздуха от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$;

- относительная влажность воздуха 98 % при $25 ^\circ\text{C}$;

- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

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

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $65 ^\circ\text{C}$;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при $25 ^\circ\text{C}$;

- 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 $18 ^\circ\text{C}$ до $25 ^\circ\text{C}$;

- относительная влажность воздуха не более 75 %;

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;

- сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2% $I_{ном}$, $\cos j = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $10 ^\circ\text{C}$ до $35 ^\circ\text{C}$.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Российские железные дороги» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее 40 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств 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 45 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
1 Трансформаторы тока	ТБМО-110	23256-11	6
2 Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	24218-13	6
3 Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
4 Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
5 Сервер управления	HP ML 360 G5	-	1
6 Сервер основной БД	HP ML 570 G4	-	1
7 Сервер резервный БД	HP ML 570 G4	-	1
8 Методика поверки	РТ-МП-2842-500-2015	-	1
9 Паспорт-формуляр	ТЕ.411711.566.ФО02	-	1
10 Руководство по эксплуатации	—	-	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2842-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.12.2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным, ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006 г.;

- 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), 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.
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %, номер в Государственном реестре средств измерений № 22129-09.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, №2, №3. ТП «Могоча». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1881/500-01.00229-2015 от 04.12.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3

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.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
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
<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)
ИНН 7705803916
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д.7, стр. 9
Почтовый адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр.2
Тел./факс: +7 (495) 795-09-30
E-mail: info@telecor.ru
www: <http://www.telecor.ru/>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: 8 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

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.