

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (9 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (9 очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и ПАО «ФСК ЕЭС», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» на базе ПО «Метроскоп», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1 - 16 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», а с выхода счетчика ИК № 18 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера Центра сбора данных ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 17 при помощи технических средств приема-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, приёмники сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования УССВ-35HVS и УССВ-16HVS, часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. В качестве дополнительного УССВ используется приёмник УССВ-16HVS. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер центра сбора данных ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. В качестве дополнительного УССВ используется приёмник УССВ-35HVS. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» оснащён радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера Центра сбора данных ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1 - 16 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 17 синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» не реже 1 раза в сутки. Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 18 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Метроскоп»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» и ПО «Метроскоп» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	2	3		4	5	6	
1	ПС «Багаевка – тяговая» 110/27,5/10 кВ, ввод Т-3 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №61432-15	А	ТОГФ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТОГФ-110		
				С	ТОГФ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
2	ПС «Буровка-тяговая» 220/27,5/10 кВ, ВЛ-220 кВ ПС Буровка-тяговая – ПС Герешка	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №30489-05	А	TG245		
				В	TG245		
				С	TG245		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС «Буровка-тяговая» 220/27,5/10 кВ, ВЛ-220 кВ «Сараговская ГЭС – Буровка тяговая с отпайкой на ПС Вольская» («Сенная- 2 - Буровка-тяговая»)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №30489-05	A	TG245	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС «Буровка-тяговая» 220/27,5/10 кВ, Ввод Т1-220 кВ	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №30489-05	A	TG245		
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС «Буровка-тяговая» 220/27,5/10 кВ, Ввод Т2-220 кВ	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №30489-05	A	TG245		
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ТПС «Сураново» 110/10кВ, ВЛ 110кВ С-12 «Межениновка-Сураново»	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
7	ПС 220 кВ Яндеба (ПС-427) ОРУ-220кВ Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 220 кВ Заостровье (ПС-433) ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Сянь-Заостровье с отпайкой на ПС Юги (Л-201)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 220 кВ Заостровье (ПС-433) ОРУ-220 кВ ВЛ 220кВ Нижне-Свирская ГЭС - Заостровье с отпайкой на ПС 220кВ Лодейнопольская (Л-212)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Нюхча (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Малошуйка - Нюхча	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №16023-97	A	ТФМ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-07	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
11	ПС 110 кВ Торбино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л.Вишерская-6	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				B	ТБМО-110 УХЛ1						
				C	ТБМО-110 УХЛ1						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	ЕА02РАL-Р4В-4W							
		12	ПС 110 кВ Торбино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л.Вишерская-4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								B	ТБМО-110 УХЛ1		
C	ТБМО-110 УХЛ1										
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07			ЕА02РАL-Р4В-4W							
13	ПС 110 кВ Гудрон-тяги, РУ 6кВ, Фидер №5			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						B	-				
		C	ТЛО-10								
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
14	ПС 110 кВ Гудрон-тяга, РУ бкВ, Фидер №6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
15	ПС 110 кВ Гудрон-тяга, РУ бкВ, Фидер №7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
16	ПС 110 кВ Гудрон-тяга, РУ бкВ, Фидер №10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
17	ПС 35 кВ Ириклинская, ВЛ 35 кВ Ириклинская- Джусинская	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				B	ТОЛ-СЭЩ						
				C	ТОЛ-СЭЩ						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01							
		18	ПС 220 кВ Оренбургская, КЛ 6 кВ Оренбургская - Берды (ф. 0-16)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №32139-06			A	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
								B	ТОЛ-СЭЩ-10		
C	ТОЛ-СЭЩ-10										
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №51621-12			A	НАЛИ-СЭЩ						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-12			СЭТ-4ТМ.03М.01							

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
2 - 5	Активная	0,5	2,2
	Реактивная	1,1	1,6
6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
7 – 9	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
11, 12	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,5
10	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,5
13	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
14 - 16	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
17, 18	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.</p>			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +23</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для РСТВ-01-01 - для Метроном-50М - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +35 от -40 до +60 от +1 до +50 от -10 до +50 от -25 до +60 от -40 до +60 от +15 до +30 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. №16666-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. №16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ЭКОМ-3000 - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72 90000 72 165000 72 80000 72 50000 72 35000 24 75000 24 0,99 1</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p>	45
<p>ИВКЭ: - УСПД RTU-327, ЭКОМ-3000 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p>	45
<p>ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы тока	TG245	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	7 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	8 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-080-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.130.ЭД.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-080-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (9 очередь). Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 03.03.2020 г.

Основные средства 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 МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
 - по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07) в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
 - счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-97) в соответствии с методикой поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;
 - счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.41152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.41152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
 - счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
 - УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
 - УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденным ФГУП «УНИИМ» в декабре 1999 г.;
 - устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
 - серверов точного времени Метроном-50М – в соответствии с документом М0050-2016-МП «Сервер точного времени Метроном-50М. Методика поверки», утвержденным ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России 10.04.2017 г.;
 - радиосервера точного времени РСТВ-01-01 – в соответствии с документом «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.2011 г.
 - радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
 - прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (9 очередь), аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (9 очередь)

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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.