

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 и состоит из 30 измерительных каналов (ИК)

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM. Передача информации об энергопотреблении на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Дальнейшая передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в АО «АТС» за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», а также в ОАО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов 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. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. СОЕВ создана на основе приемников сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) УССВ-16HVS, УССВ - 35HVS (УССВ). В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ-16HVS происходит при каждом сеансе связи сервер - УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и УССВ-35HVS происходит при каждом сеансе связи сервер - УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД - сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик - УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

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», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll )	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «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 3 - 4. Уровень ИВКЭ АИИС КУЭ реализован на базе устройств сбора и передачи данных УСПД RTU-327, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 19495-03, зав. № 001526.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Вид энергии	Метрологические характеристики					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ	Обозначение, тип		Заводской номер				Основная погрешность, ± %	Погрешность в рабочих условиях, ± %				
1	2	3			4		5	6	7	8	9			
1	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т1, Т2 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 400/1 № 16635-05	A	ТГФ110	1472	440000	Активная	0,5	2,0				
				B	ТГФ110	1474								
				C	ТГФ110	1709								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	234					440000	Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1	253								
				C	НАМИ-110 УХЛ1	12								
Счет-чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4W		01152327										
2	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т3 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 16635-05	A	ТГФ110	1450	220000	Активная	0,5	2,0				
				B	ТГФ110	1445								
				C	ТГФ110	1447								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	2010					220000	Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2101								
				C	НАМИ-110 УХЛ1	18								
Счет-чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4W		01151195										

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
3	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.6-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	12771	4000	Активная	1,0	2,8
				B	-	-				
				C	ТЛО-10	7214				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	4270				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130011	Реактивная	1,8	4,0			
4	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.9-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	2211	4000	Активная	1,0	2,8
				B	-	-				
				C	ТЛО-10	7211				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	4270				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130013	Реактивная	1,8	4,0			
5	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.11-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	7210	4000	Активная	1,0	2,8
				B	-	-				
				C	ТЛО-10	12770				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	923				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130015	Реактивная	1,8	4,0			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
6	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.12-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	5388	4000	Активная	1,2	5,7
				B	-	-				
				C	ТЛМ-10	8470				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	923				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130021	Реактивная	2,5	3,5			
7	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.13-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	6396	4000	Активная	1,2	5,7
				B	-	-				
				C	ТЛМ-10	6324				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	923				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130016	Реактивная	2,5	3,5			
8	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.ПЭ-1-10кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	9942	4000	Активная	1,2	5,7
				B	-	-				
				C	ТПЛ-10	1394				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	4270				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01129997	Реактивная	2,5	3,5			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
9	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.ПЭ-2-10кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	6068	4000	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,7  3,5
				B	-	-				
				C	ТЛМ-10	9954				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	923				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01129998						
10	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.ПЭ-3-10кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	1391	4000	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,7  3,5
				B	-	-				
				C	ТЛМ-10	5168				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	923				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01088265						
11	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-27,5 кВ, ф.ДПР- 27,5 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 19720-05	A	ТВ-35-I	5898	11000	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,7  3,5
				B	-	-				
				C	ТВ-35-I	5845				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 27500/100 № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1238732				
				B	-	-				
				C	ЗНОМ-35-65	1238350				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130001						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
12	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ВВ2-35 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 37491-08	A	STSM-38	46730	70000	Активная	0,5	2,0
				B	STSM-38	48411				
				C	STSM-38	49218				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 № 19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1	95				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB- DW-4		01196852	Реактивная	1,1	2,1			
13	ТП 807 км 110/27, 5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Киндери- оптика II	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 53344-13	A	ТОГФМ-110	371	220000	Активная	0,5	1,9
				B	ТОГФМ-110	369				
				C	ТОГФМ-110	368				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	9328				
				B	НАМИ-110 УХЛ1	9330				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	9534				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB- DW-4		01276880	Реактивная	1,1	2,0			
14	ТП 807 км 110/27, 5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Киндери тяговая	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 53344-13	A	ТОГФМ-110	373	220000	Активная	0,5	1,9
				B	ТОГФМ-110	370				
				C	ТОГФМ-110	372				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	9189				
				B	НАМИ-110 УХЛ1	9182				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	9187				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB- DW-4		01276878	Реактивная	1,1	2,0			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
15	ТП 807 км 110/27, 5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.1 ПЭ-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	4471	4000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
				B	-	-				
				C	ТЛО-10	4453				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	1269				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		01130005						
16	ТП 807 км 110/27, 5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.2 ПЭ-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	7445	4000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
				B	-	-				
				C	ТЛО-10	7451				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2	1073				
				B						
				C						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		01130008						
17	ТП Куркачи 110/27, 5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т1 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 36672-08	A	ТГФМ-110 II*	3018	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТГФМ-110 II*	1449				
				C	ТГФМ-110 II*	1411				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	2896				
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2281				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2391				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W		01151201						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9				
18	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ввод Т2 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 16635-05	A	ТГФ110	1417	220000	Активная	0,5	2,0				
				B	ТГФ110	1448								
				C	ТГФ110	1420								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	91					220000	Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1	87								
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2407								
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4W		01152334										
19	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф.ПЭ-2- 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 1261-02	A	ТПОЛ10	4674	4000	Активная	1,0	5,0				
				B	-	-								
				C	ТПОЛ10	5289								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10	1272					4000	Реактивная	2,0	4,4
				B										
				C										
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		01130006										
20	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф.ПЭ-1- 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 1261-02	A	ТПОЛ10	4673	4000	Активная	1,0	5,0				
				B	-	-								
				C	ТПОЛ10	5853								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10	1271					4000	Реактивная	2,0	4,4
				B										
				C										
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	EA05RL-B-3		01130014										



Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
24	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ввод ТЗ 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 16635-05	A	ТГФ110	956	220000	Активная	0,5	2,0
				B	ТГФ110	954				
				C	ТГФ110	950				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	1645		Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1	1632				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	1357				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W		01139607						
25	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 200/1 № 16635-05	A	ТГФ110	1043	11000	Активная	0,5	2,0
				B	ТГФ110	1042				
				C	ТГФ110	955				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	159		Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1	1922				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	1639				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W		01143144						
26	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ф. ДПР- 1-27,5 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 26419-04	A	ТФЗМ 35Б-I У1	33015	11000	Активная	1,2	5,7
				B	-	-				
				C	ТФЗМ 35Б-I У1	33712				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 27500/100 № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1393553		Реактивная	2,5	3,5
				B	-	-				
				C	ЗНОМ-35-65	1232108				
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		01130019						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
27	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 26419-04	А	ТФЗМ 35Б-І У1	34739	11000	Активная	1,2	5,7
				В	-	-				
				С	ТФЗМ 35Б-І У1	34898				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 27500/100 № 912-05	А	ЗНОМ-35-65	1252234				
				В	-	-				
				С	ЗНОМ-35-65	1220306				
Счет-чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3		01130010						
28	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.1-10 кВ ХПП	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	2872	3000	Активная	1,0	5,6
				В	-	-				
				С	ТПЛМ-10	4292				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	921				
				В						
				С						
Счет-чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-В-3		01098646						
29	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.3-10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 2473-05	А	ТЛМ-10	3015	3000	Активная	1,0	5,6
				В	-	-				
				С	ТЛМ-10	7193				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 10000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	921				
				В						
				С						
Счет-чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3		01130022						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4	5	6	7	8	9	
30	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.2-10 кВ ХПП	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5	А	ТОЛ10	2141	3000	Активная	1,0	5,6
			К <sub>ТТ</sub> = 150/5	В	-	-				
			№ 7069-02	С	ТОЛ10	2142				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2	А	НАМИ-10	1274				
			К <sub>ТТ</sub> = 10000/100	В						
			№ 11094-87	С						
Счет- чик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0	ЕА05RAL-B-3		01098637	Реактивная	2,2	3,4			
	К <sub>сч</sub> = 1									
	№ 16666-97									

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2(5)\% I_{ном} \cos \varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Допускается замена УССВ, УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики 1	Значение 2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math> температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: 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 +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности. диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8, емк.  от -40 до +40 от -40 до +65 от +10 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, электросчетчики ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,</p>	<p>120000 72  50000 72</p>
<p>УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-16HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-35HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>40000  44000  35000  70000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Обозначение	Рег. № СИ	Количество
Трансформаторы тока	ТГФ110	16635-05	18
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-03	12
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	10
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока встроенные	ТВ-35-1	19720-05	2
Трансформаторы тока	STSM-38	37491-08	3
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	53344-13	6
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	36672-08	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	1261-02	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-1 У1	26419-04	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы тока	ТОЛ10	7069-02	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-03	24
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-05	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-09	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	27
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	19495-03	1
Методика поверки	МП 206.1-035-2017	—	1
Формуляр 13526821.4611.066.ЭД.ФО	—	—	1
Технорабочий проект 13526821.4611.066.Т1.01 П4	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-035-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 06.03.2017 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;
- 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 электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Рег. № 16666-97) - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- 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 ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному в 2012 г.;
- УСПД RTU-327 - по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег № 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 плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%, Рег № 22129-09.

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 13526821.4611.066.Т1.01 П4 «Технорабочий проект системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан**

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: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3  
Телефон: +7 (495) 926-99-00  
Факс: +7 (495) 280-04-50

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.