

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности железнодорожных узлов (АИИС КУЭ ЖУ) Приволжской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Саратовской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности железнодорожных узлов (АИИС КУЭ ЖУ) Приволжской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Саратовской области (далее по тексту - АИИС КУЭ ЖУ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЖУ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Первый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и устройство передачи данных (УПД).

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, (реализованный на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) ЭКОМ-3000, выполняет функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на третий уровень, содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ПК Энергосфера», с помощью которого решаются следующие задачи:

- коммерческий многотарифный учет электроэнергии в течение заданного интервала времени;
- измерение средней мощности на заданных интервалах времени;
- мониторинг нагрузок заданных объектов.

Третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ ЖУ (далее по тексту – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), основного ПО «ПК Энергосфера», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам розничного рынка электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ ЖУ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в заинтересованные организации; обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ЖУ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ЖУ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ЖУ (синхронизация часов АИИС КУЭ ЖУ).

Принцип действия.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках электроэнергии мгновенные значения силы электрического тока и напряжения преобразуются в цифровой код, с использованием которого в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой код с выходов счетчиков электроэнергии при помощи устройств передачи данных УПД поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ЖУ.

АИИС КУЭ ЖУ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени с национальной шкалой координированного времени в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к УСПД. Устройство синхронизации времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер ИВК, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Взаимодействие между первым и вторым уровнями АИИС КУЭ ЖУ осуществляется с помощью GSM связи, между остальными уровнями АИИС КУЭ ЖУ – по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ ЖУ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ПК Энергосфера», включающее в себя модули «конфигуратор УПД», «Консоль администратора», «Редактор расчетных схем», сервер опроса PSO», «Архив», «Анализатор 485», «СУБД SQL»).

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «ПК Энергосфера», включающее в себя модуль «Конфигуратор УСПД ЭКОМ-3000» .

С помощью ПО «ПК Энергосфера», 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.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 1-6.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АРМ Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АРМ Энергосфера
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.44.1887
Цифровой идентификатор ПО	7b4d8944a15ac8a390cf54e7667d2e9e
Другие идентификационные данные, если имеются	ControlAge.exe

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Центр экспорта/импорта»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Центр экспорта/импорта
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.34.3057
Цифровой идентификатор ПО	50a1e48c4a9206a15b701dd4dbf993f3
Другие идентификационные данные, если имеются	expimp.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «Сервер опроса»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер опроса
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.15.2778
Цифровой идентификатор ПО	e307cb4a8d6dfd2598d2d92e083f81b3
Другие идентификационные данные, если имеются	PSO.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО «Модуль ручного ввода»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль ручного ввода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.14.386
Цифровой идентификатор ПО	3d34f0b58adb45b86776b227a298c36b
Другие идентификационные данные, если имеются	HandInput.exe

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО «Консоль администратора»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Консоль администратора
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.38.1234
Цифровой идентификатор ПО	1bf0229cd69bdc7775e2b97129d77301
Другие идентификационные данные, если имеются	AdCenter.exe

Таблица 6 – Идентификационные данные ПО «Редактор расчетных схем»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Редактор расчетных схем
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.9.6066
Цифровой идентификатор ПО	5658f581f3fb4b41ae31e4af50d86ffc
Другие идентификационные данные, если имеются	AdmTool.exe

ПО «ПК Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ЖУ.

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ ЖУ, указанные в таблицах 8, 9, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ ЖУ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ ЖУ приведен в таблице 7.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ЖУ приведены в таблицах 8, 9.

Таблица 7 – Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ ЖУ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ ЖУ, характеристики, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
	Ершов				
1	Красный Кут РП2	ТПЛМ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 № 2363-68	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	ЭКОМ-3000 № 17049-09
2	ТП АБ Ввод 1016	ТОЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
3	ТП АБ Ввод 1020	ТОЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
4	ТП АБ ТМ 1	ТОП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
5	ВЧДР 1 Ввод 1	ТОП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
6	ВЧДР 1 Ввод 2	ТОП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
7	ВЧДР 2 Ввод	ТОП 0,66 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
8	ТП ВОХР Ввод	ТОП 0,66 К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
9	ТП ДМТО Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =100/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
10	ТП ДТВ Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
11	ТП ДТШ Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =1000/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
12	ТП Общежитие Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
13	ТП Очистные Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =100/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
14	ТП Пескосушилка Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
15	ТП СМП Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =150/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
16	ТП Поликлиника Ввод 1	ТШП 0,66 К _{тт} =400/5 КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
17	ТП Поликлиника Ввод 2	ТШП 0,66 К _{тт} =400/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
18	ТП ТЧ-13 Ввод 1	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
19	ТП ТЧ-13 Ввод 2	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
20	ТП ЦТП Ввод 1	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
21	ТП ЦТП Ввод 2	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
22	ТП ШЧ-3 Ввод	ТШП 0,66 К _{тт} =100/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
23	ТП ЦРП Ввод Веерное депо	ТШП 0,66 К _{тт} =150/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
24	ТП ЦРП Ввод 1016	ТПЛМ-10 К _{тт} =400/5 КТ 0,5 № 2363-68	НТМИ-10 К _{тн} =10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
25	ТП ЦРП Ввод 1020	ТПЛМ-10 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 2363-68	НТМИ-10 К _{тн} =10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
26	ТП ЦРП Ввод ТМ-14	ТПЛМ-10 К _{тт} =50/5 КТ 0,5 № 2363-68	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
27	ТП ЦРП Ввод ТМ-15	ТПЛМ-10 К _{тт} =50/5 КТ 0,5 № 2363-68	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
28	ТП Электростан- ция ТМ-1	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
29	ТП Электростан- ция ТМ-2	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
30	ТП Электростан- ция ТМ-3	ТШП 0,66 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
	Пугачев				
31	Балаково ЦРП Ввод с ТП-65	ТОЛ-10 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 7069-02	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
32	Балаково ЦРП Ввод с ТМ-1	ТШП 0,66 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
33	Балаково ЦРП Ввод с ТМ-2	ТШП 0,66 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
34	ТП Иргиз Ком- прессорная Ввод ТМ-1	ТШП 0,66 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
35	ОРУ ст. Н. Пере- любская Ввод- 1 10 кВ Т1	ТОЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 7069-02	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
36	ОРУ ст. Н. Пере- любская Ввод- 2 10 кВ Т2	ТОЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 7069-02	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
37	ОРУ ст. Н. Пере- любская СН Т-1	ТШП 0,66 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
38	ОРУ ст. Н. Пере- любская СН Т-2	ТШП 0,66 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
39	Пугачев ТП АБ Ввод ТМ	ТШП 0,66 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
40	Пугачев ЦРП-21 Ввод ТМ-1	ТОЛ-10 Ктт=30/5 КТ 0,5 № 7069-02	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
41	Пугачев ЦРП-21 Ввод ТМ-2	ТОЛ-10 Ктт=30/5 КТ 0,5 № 7069-02	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
42	ПС Городская 110/10 ТСН-1	ТОЛ-10 Ктт=20/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
43	ПС Городская 110/10 ТСН-2	ТОЛ-10 Ктт=20/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
44	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1004	ТОЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
45	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1005	ТОЛ-10 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
46	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1006	ТОЛ-10 Ктт=75/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
47	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1007	ТОЛ-10 Ктт=150/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
48	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1008	ТОЛ-10 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
49	ПС Городская 110/10 ТСН-1ф. 1009	ТОЛ-10 Ктт=75/5 КТ 0,5 № 7069-02	НТМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
	Саратов				
50	ТП Волжские Да- ли В1 6 кВ	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
51	ТП Волжские Да- ли В2 6 кВ	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
52	ТП-1506 Ввод	ТШП 0,66 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
53	ТП- 1514 Ввод 1	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
54	ТП- 1514 Ввод 2	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
55	ТП-1520 Ввод	ТШП 0,66 К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
56	ТП-1618 Ввод 1	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
57	ТП-1618 Ввод 2	Т-0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
58	ТП-1677 Ввод 1	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
59	ТП-1677 Ввод 2	Т-0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
60	ТП-1685 РГ 2	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
61	ТП-1721 Ввод 1	ТШП 0,66 К _{ТТ} = 1500/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
62	ТП-1721 Ввод 2	ТШП 0,66 К _{ТТ} =1500/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
63	ТП-1805 Ввод	ТШП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15173-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
64	ТП-1865 Ввод	ТОП 0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 15174-96	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
65	ТП-1944 Ввод	Т-0,66 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 27779-04	

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ЖУ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d ₅₍₁₀₎ %	d ₂₀ %	d ₁₀₀ %
		I ₅₍₁₀₎ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1, 4-23, 26-41, 52-65 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,7	±1,6
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6
2, 3, 24, 25, 42-51 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,8	±1,7
	0,8	±3,4	±2,3	±2,9
	0,5	±5,8	±3,5	±2,1

Таблица 9 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ЖУ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d ₅₍₁₀₎ %	d ₂₀ %	d ₁₀₀ %
		I ₅₍₁₀₎ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1, 4-23, 26-41, 52-65 (ТТ 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±4,2	±3,6	±3,5
	0,6	±5,7	±4,2	±3,9
2, 3, 24, 25, 42-51 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±4,2	±3,7	±3,6
	0,6	±5,8	±4,3	±4,0

Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети:

а) диапазон напряжения (0,98 – 1,02) U_{ном}, где U_{ном} – номинальное значение напряжения;

б) диапазон силы тока (1 – 1,2) I_{ном}, где I_{ном} – номинальное значение тока;

в) частота (50,00 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды:

а) ТТ: от минус 40 до 50 °С;

б) счетчиков: от 21 до 25 °С;

в) ИВК: от 10 до 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети:
 - а) диапазон напряжения: (0,9 – 1,1) Uном;
 - б) диапазон силы тока: (0,01 – 1,2) Iном;
 - в) частота (50,0 ± 0,5) Гц;
 - г) коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9);
- температура окружающего воздуха:
 - а) для ТТ и ТН: от минус 40 до 50 °С,
 - б) для счетчиков: от 10 до 50 °С,
 - в) для ИВК: от 15 до 40 °С;
- диапазон изменения частоты электропитания: ±1% от номинального значения;
- магнитная индукция внешнего происхождения: не более 0,5 мТл.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЖУ приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Комплектность

Наименование	Обозначение (тип)	Кол-во шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	32
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	18
Трансформаторы тока шинные	ТШП 0,66	102
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	9
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	65
Устройство синхронизации системного времени	GPS приемник Trimble	4
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4
Методика поверки		1
Паспорт-формуляр		1

Поверка

осуществляется по документу МП 62360-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности железнодорожных узлов (АИИС КУЭ ЖУ) Приволжской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Саратовской области. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 16 октября 2015 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ± 0,1°. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: ± 0,2 % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); ± 2,0 % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: ± 1,0 % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); ± 0,3 % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты ± 0,02 Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности железнодорожных узлов (АИИС КУЭ ЖУ) Приволжской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Саратовской области».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности железнодорожных узлов (АИИС КУЭ ЖУ) Приволжской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Саратовской области

1. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, 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 «РЕСУРС» (ООО «РЕСУРС»)
ИНН 7727500055
Юридический адрес: 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 13, корп. 1
Почтовый адрес: 119415, Москва, Пр-т Вернадского, д. 39, оф. 417
Тел.: (926) 878-27-26 Факс: (916) 814-83-00

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20
Телефон/факс: (8412) 49-82-65
E-mail: pcsm@sura.ru; www.penzacsm.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев