

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327, выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ, и содержит программное обеспечение (далее по тексту – 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;

Третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее по тексту – 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 энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

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 мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения 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 сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) типа 35LVS (35HVS). 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 уровнями АИИС КУЭ осуществляется 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 не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия-Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации. Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «АльфаЦЕНТР», включающее в себя модули «АльфаЦЕНТР АРМ», «АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE», «АльфаЦЕНТРКоммуникатор». 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.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР АРМ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d
Другие идентификационные данные, если имеются	«АльфаЦЕНТР АРМ»

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9
Цифровой идентификатор ПО	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48
Другие идентификационные данные, если имеются	«АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE»

Таблица 1.3 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР Коммуникатор»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6
Другие идентификационные данные, если имеются	«АльфаЦЕНТР Коммуникатор»

Таблица 1.4 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергия-Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	ПК «Энергия-Альфа 2»

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики и состав измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области приведен в таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
ТП Владимир					
1	Ф. ОВ	IGW-36D3 Кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 7044305 Госреестр № 25568-08	TJC 7 Кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1VLT5208010257; 1VLT5208010251; 1VLT5208010248 Госреестр № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0809081953 Госреестр № 36697-08	RTU-327 Зав. № 000768 Госреестр № 41907-09
2	Ф. ДПР	IGW-36D3 Кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 7044300; 7044299; 7044307; 7044300 Госреестр № 25568-08	TJC 7 Кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1VLT5208010252; 1VLT5208010253; 1VLT5208010277 Госреестр № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0809081949 Госреестр № 36697-08	
3	Ф. УФК (КРУ)	IGW-36D3 Кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 7044307 Госреестр № 25568-08	TJC 7 Кл.т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1VLT5208010252; 1VLT5208010253; 1VLT5208010277 Госреестр № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0809081921 Госреестр № 36697-08	
4	ВВ1-110кВ (Тяга)	ТГФ-110 П*УХЛ1 Кл.т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 1553; 1554; 1555 Госреестр № 36672-08	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 251; 258; 236 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0107060017 Госреестр № 27524-04	
5	ВВ2-110кВ (Тяга)	ТГФ-110 П*УХЛ1 Кл.т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 1556; 1557; 1558 Госреестр № 36672-08	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 2203; 2187; 240 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0107060141 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВВ1-110кВ	ТВГ-110 Кл.т 0,5S Ктт = 200/1 Зав. № 8721; 8720; 8719 Госреестр № 19730-00	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 251; 258; 236 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.20 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809081576 Госреестр № 36697-08	RTU-327 Зав. № 000768 Госреестр № 41907-09
7	ВВ2-110кВ	ТВГ-110 Кл.т 0,5S Ктт = 200/1 Зав. № 8715; 8716; 8746 Госреестр № 19730-00	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 251; 258; 236 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.20 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809081478 Госреестр № 36697-08	
8	ВВ3-110кВ	ТВГ-110 Кл.т 0,5S Ктт = 200/1 Зав. № 8711; 8712; 8713 Госреестр № 19730-00	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 2203; 2187; 240 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.20 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809081485 Госреестр № 36697-08	
9	ВВ4-110кВ	ТВГ-110 Кл.т 0,5S Ктт = 200/1 Зав. № 8716; 8717; 8718 Госреестр № 19730-00	НАМИ -110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Зав. № 2203; 2187; 240 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.20 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 810080587 Госреестр № 36697-08	
10	Ф 1 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 800/5 Зав. № 39464; 39462 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 08043193 Госреестр № 20175-01	
11	Ф 7 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 39485; 39486 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 02032002 Госреестр № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Ф 11 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 800/5 Зав. № 39460; 39463 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 08041016 Госреестр № 20175-01	RTU-327 Зав. № 000768 Госреестр № 41907-09
13	Ф 5 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 39466; 39465 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 9044196 Госреестр № 20175-01	
14	Ф 6 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № 39476; 39478 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 8041003 Госреестр № 20175-01	
15	Ф 2 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 39497; 39469 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 08042125 Госреестр № 20175-01	
16	Ф 9 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 39470; 39468 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 9043093 Госреестр № 20175-01	
17	Ф 10 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 39454; 39458 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 9044071 Госреестр № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Ф 4 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 800/5 Зав. № 39456; 39455 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 8042017 Госреестр № 20175-01	RTU-327 Зав. № 000768 Госреестр № 41907-09
19	Ф 12 -6кВ	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 39459; 39461 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 9044157 Госреестр № 20175-01	
20	Ф 13 -6кВ (Резерв)	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № 39477; 39484 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 803122655 Госреестр № 36697-08	
21	Ф 14 -6кВ (Резерв)	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № 39479; 39474 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 804120890 Госреестр № 36697-08	
22	ВВ3-6	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 3000/5 Зав. № 39489; 39496; 39497 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1022 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 804120848 Госреестр № 36697-08	
23	ВВ4-6	ТЛП-10-6 Кл.т 0,2S Ктт = 3000/5 Зав. № 39500; 39493; 39494 Госреестр № 30709-11	НАМИТ-10-2 Кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 3540110000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 803122530 Госреестр № 36697-08	

Таблица 3– Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1,3 (ТТ 0,5S; ТН0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,9	±1,8	±1,8
	0,9	±2,6	±2,1	±1,9	±1,9
	0,87	±2,7	±2,1	±1,9	±1,9
	0,8	±3,0	±2,2	±2,0	±2,0
	0,5	±5,0	±3,3	±2,7	±2,7
2 (ТТ 0,5S; ТН0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,87	±2,7	±2,0	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч. 0,2S)	1,0	±1,8	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,87	±1,9	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,5	±2,5	±2,1	±1,8	±1,8
6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН0,2 ; Сч. 0,2S)	1,0	±1,7	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
	0,87	±2,2	±1,4	±1,1	±1,1
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
10 – 19, 21, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,6	±1,6	±1,6
	0,87	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,7	±2,4	±2,1	±2,1
20, 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,2S)	1,0	±1,2	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,0	±1,0	±1,0
	0,87	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1,3 (ТТ 0,5S; ТН0,5 ; Сч. 1,0)	0,87	±6,0	±4,6	±4,0	±4,0
	0,8	±5,1	±4,1	±3,7	±3,7
	0,5	±3,9	±3,5	±3,4	±3,4
2 (ТТ 0,5S; ТН0,5 ; Сч. 1,0)	0,87	±6,0	±4,6	±4,0	±4,0
	0,8	±5,1	±4,1	±3,7	±3,7
	0,5	±3,9	±3,5	±3,4	±3,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч. 0,5)	0,87	±3,1	±1,9	±1,3	±1,2
	0,8	±2,7	±1,6	±1,2	±1,1
	0,5	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН0,2 ; Сч. 0,2S)	0,87	±5,0	±3,3	±2,4	±2,4
	0,8	±4,1	±2,7	±2,1	±2,1
	0,5	±2,7	±1,9	±1,6	±1,6
10 - 19 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,87	±5,6	±3,4	±2,3	±2,2
	0,8	±4,8	±3,0	±2,1	±2,0
	0,5	±3,8	±2,5	±1,9	±1,8
20, 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,5)	0,87	±2,7	±2,4	±2,1	±2,1
	0,8	±2,4	±2,1	±1,9	±1,9
	0,5	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
21, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,87	±4,1	±3,9	±3,6	±3,6
	0,8	±3,8	±3,6	±3,4	±3,4
	0,5	±3,4	±3,3	±3,3	±3,3

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности $P=0,95$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 30°C ;
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - Параметры сети: диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,02 \cdot U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока от $I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50°C ; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25°C ; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30°C ; ИВК - от плюс 10 до плюс 30°C ;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

 - параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{\text{н1}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{н1}}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 I_{\text{н1}}$ до $1,2 I_{\text{н1}}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35°C .

Для электросчетчиков:

 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 65°C ;
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{\text{н2}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{н2}}$;
 - сила тока от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

Замена оформляется актом в установленном на подстанции ОАО «РЖД» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03М» – среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов;
- счетчики электроэнергии «СЭТ-4ТМ.02» и «СЭТ-4ТМ.03» – среднее время наработки на отказ не менее 90 000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 1$ час;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 –Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	IGW-36D3	5
Трансформаторы тока	ТГФ-110 П*УХЛ 1	6
Трансформаторы тока	ТВГ-110	12
Трансформаторы тока	ТЛП-10-6	30
Трансформаторы напряжения	TJC 7	5
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02	10
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Комплексы измерительно- вычислительные для учета электроэнергии	«АльфаЦЕНТР»	1
	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	РТ-МП-2617-500-2015	1
Паспорт-формуляр	71653579.411711.011.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2617-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03М» - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1;
- для счетчиков электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03» -в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- для счетчиков электроэнергии «СЭТ-4ТМ.02» - по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки»;

- для УСПД RTU-327 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской области. Свидетельство об аттестации методики измерений № 1857/500-01.00229-2015 от 13.10.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Горьковской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Владимирской 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.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
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 «РЕСУРС»
(ООО «РЕСУРС»)
Юридический адрес: 117420, РФ, г. Москва, ул. Наметкина, д. 13, корп.1
Тел.: +7 (926) 878-27-26
Факс: +7 (916) 814-83-00

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

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.