

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
ФБУ «Пензенский ЦСМ»



А. А. Данилов

16 октября 2015 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги -
филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

и.р. 62354 - 19

Настоящая методика поверки устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области (далее по тексту – АИИС КУЭ).

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Поверке подлежит АИИС КУЭ в соответствии с перечнем измерительных каналов (ИК), приведенным в Приложении А.

1.2 Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют перед вводом в эксплуатацию, а также после ремонта.

1.3 Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.4 Периодичность поверки АИИС КУЭ – 4 года.

1.5 Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ, поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки какого-либо средства измерений наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только это средство измерений. При этом поверка АИИС КУЭ не проводится.

1.6 При замене трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, счетчиков электрической энергии на аналогичные подвергают поверке только те ИК, в которых проведена замена измерительных компонентов.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Описание операции поверки	Рекомендуемые средства поверки
1. Подготовка к поверке	7 МИ 3000-2006	–
2. Внешний осмотр	8.1 МИ 3000-2006	–
3. Проверка измерительных компонентов	8.2 МИ 3000-2006	–
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3 МИ 3000-2006	–
5. Проверка УСПД	8.4 МИ 3000-2006	–
6. Проверка функционирования центрального компьютера	8.5 МИ 3000-2006	–
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6 МИ 3000-2006	–
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.7 МИ 3000-2006	Мультиметр Ресурс-ПЭ
9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.8 МИ 3000-2006	Мультиметр Ресурс-ПЭ
10. Проверка линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.9 МИ 3000-2006	Мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.
11. Проверка системы обеспечения единого времени	8.10 МИ 3000-2006	Радиочасы РЧ-011/2
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11 МИ 3000-2006	–
13. Идентификация программного обеспечения	Раздел 7 настоящей методики поверки	–
14. Оформление результатов поверки	Раздел 8 настоящей методики поверки	–

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№	№ пункта методики поверки	Средства поверки	Требуемые характеристики	Рекомендуемый тип
1	8, 9, 10	Вольтамперфазометр	Диапазон измерений: – действующего значения напряжения переменного тока от 15 мВ до 300 В; – частоты (49 – 51) Гц. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: – от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; – от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц.	Мультиметр «Ресурс-ПЭ» – 2 шт.
2	11	Приемник сигналов точного времени	Установка и коррекция времени по сигналам ЭСЧВ р/ст РБУ Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ с	Радиочасы РЧ-011/2
3	4	Устройство сопряжения оптическое для подключения счетчиков к компьютеру		
4	4	Переносной компьютер типа «NoteBook» с установленным программным обеспечением для работы со счетчиками		

4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ в соответствии с НД на эти компоненты.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (издание 3-е), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты АИИС КУЭ в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

К проведению поверки допускается персонал, соответствующий требованиям пунктов 44, 45 Приказа Министерства экономического развития РФ от 30 мая 2014 г. № 326 «Об утверждении критериев аккредитации, перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации, и перечня документов в области стандартизации, соблюдение требований которых заявителями, аккредитованными лицами обеспечивает их соответствие критериям аккредитации», изучивший настоящую методику поверки и эксплуатационную документацию АИИС КУЭ, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по электробезопасности не ниже III.

7 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

7.1 Проверка наименования, идентификационного наименования и номера версии (идентификационного номера) производится для метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) в составе, приведенном в таблицах 3-6.

Таблица 3 – 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 4 – 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 5 – 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 6 – 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»

7.2 В соответствии с указаниями инструкции оператора считывают с сервера АИИС КУЭ идентификационные наименования и номера версий программ и:

- сличают считанные наименования программ с наименованиями программ, приведенных в таблицах 3-6;

- сличают считанные идентификационные наименования и номера версий программ с приведенными в таблицах 3-6.

Результат проверки считается положительным, если наименования, идентификационные наименования и номер версии программ соответствуют указанным в таблице 3.

7.3 Проверка цифрового идентификатора (контрольной суммы исполняемого кода) программ метрологически значимой части программного обеспечения и алгоритма вычисления цифрового идентификатора производится в следующем порядке:

- на сервере АИИС КУЭ запускают программу расчета контрольной суммы по соответствующему алгоритму и производят расчет контрольной суммы для файлов программ, указанных в таблицах 3-6.

Результат проверки считается положительным, если рассчитанные контрольные суммы программ совпадают с приведенными в таблицах 3-6, а алгоритм, используемый для расчета контрольной суммы, и количество символов контрольной суммы являются достаточными для идентификации программ.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 На основании положительных результатов поверки АИИС КУЭ оформляется свидетельство о поверке.

8.2 На основании отрицательных результатов поверки АИИС КУЭ оформляется извещение о непригодности к применению.

Приложение А

Таблица А1 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ, характеристики, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТП Безенчук Ввод 0,4 кВ ТП 103	ТТИ-А К _{тт} =50/5 КТ 0,5 № 28139-07	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	УСПД RTU-327 № 41907-09 в реестре СИ
2	ТП Безенчук Ф 1 Купино-1 35 кВ	STSM 38 К _{тт} =200/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{тн} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
3	ТП Безенчук Ф 2 Купино-2 35 кВ	STSM 38 К _{тт} =200/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{тн} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
4	ТП Безенчук Ф 1 Западная 35 кВ	STSM 38 К _{тт} =300/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{тн} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
5	ТП Безенчук Ф 2 Западная 35 кВ	STSM 38 К _{тт} =150/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{тн} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
6	ТП Жигули Ввод 1 0,4 кВ ЭКЗА	Т-0,66УЗ К _{тт} =1000/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
7	ТП Жигули Ввод 2 0,4 кВ ЭКЗА	ТНШ-0,66 К _{тт} =1000/5 КТ 0,5 № 1007-56	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
8	ТП Жихаревка Фидер 6 с/х	ТЛО-10 К _{тт} =50/5 КТ 0,2S № 25433-03	ЗНОЛ.06-10УЗ К _{тн} =10000/100 КТ 0,5 № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
9	ТП Рачейка Фидер 7 с/х	ТЛО-10 К _{тт} =100/5 КТ 0,2S № 25433-03	ЗНОЛ.06-10УЗ К _{тн} =10000/100 КТ 0,5 № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
10	ТП Кинель Головная Ввод 1 КРУН 6 кВ	ТЛМ-10 К _{тт} =600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05RAL-РЗВ-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
11	ТП Кинель Головная Ввод 2 КРУН 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05РАL-РЗВ-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
12	ТП Кинель Головная Ф 1 «ЗАО ССК»	ТЛК-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 9143-83	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
13	ТП Кинель Головная Ф 2 «ЗАО ССК»	ТПФМ-10 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 814-53	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
14	ТП Кинель Головная Ф 7 «ЗАО ССК»	ТПФМ-10 Ктт=75/5 КТ 0,5 № 814-53	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
15	ТП Кинель Головная Ф 22 «ЗАО ССК»	ТПЛ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
16	ТП Кинель Головная Ф 30 ЧЛ Ходячева	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 1276-59	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
17	ТП Кинель Головная Ф 31 ЗАО «Саморим ПФ»	ТПК-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 8914-82	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 159-49	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
18	ТП Кинель Головная Ф 27 ИП Каспаров	ТПЛ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
19	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ наружное освещение	ТТИ-30 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 28139-04	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
20	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ отцепочный ремонт	Т-0,66УЗ Ктт=400/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
21	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ котельная	ТТИ-30 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
22	ТП Кинель Головная Ф 14 КРУН ТП-8 6 кВ	ТЛМ-10-2 Ктт=200/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 16687-02	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
23	ТП Кинель Головная Ф 5 КРУН ТП-8 6 кВ	ТПЛ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 16687-02	ЕА05RL-P1B-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
24	ТП Кротовка Фидер переезд 1175	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	
25	ТП Кротовка Фидер КТП скважина	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	
26	ТП Кротовка Фидер КТП отстой паровозов	Т-0,66У3 Ктт=150/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	
27	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 12 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
28	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 16 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
29	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 44 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
30	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 62 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
31	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 19 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=1000/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
32	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 23 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
33	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 45 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
34	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 49 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
35	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 2ПЭ 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	EA05RL-P1B-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
36	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 68 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	EA05RL-P1B-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
37	ТП Подбельская КТП МУП ЖКХ Подбельская	Т-0,66У3 Ктт=150/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	СЭТ.4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 № 27524-04	
38	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ шпалоремонт	Т-0,66У3 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	A1805RL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	
39	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ ПМС 145	Т-0,66У3 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	A1805RL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	
40	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ котельная	Т-0,66У3 Ктт=75/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ЦЭ6803В КТ 2 № 12673-97	
41	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ водокачка	Т-0,66У3 Ктт=50/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	A1805RL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	