

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
ФБУ «Пензенский ЦСМ»



А. А. Данилов



**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ФИЛИАЛА «КОСТРОМСКАЯ ГРЭС»
АО «ИНТЕР РАО – ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

№ 63607-16

2016 г.

ФБУ «Пензенский ЦСМ»	АИИС КУЭ филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Методика поверки	Страница 2 из 8
----------------------	---	------------------	-----------------

Настоящая методика поверки устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее по тексту – АИИС КУЭ).

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Поверке подлежит АИИС КУЭ в соответствии с перечнем измерительно-информационных комплексов (ИИК), 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 ИИК, в которых проведена замена измерительных компонентов.

1.7 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава АИИС КУЭ в соответствии с заявлением ее владельца.

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		УСО-2
4	4	Переносной компьютер типа «NoteBook» с установленным программным обеспечением		

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 3-8.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа-планировщик опроса и передачи данных
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrserver.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrc.exe

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620
Другие идентификационные данные (если имеются)	amra.exe

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a
Другие идентификационные данные (если имеются)	cdbora2.dll

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека шифрования пароля счетчиков
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Другие идентификационные данные (если имеются)	Encryptdll.dll

Таблица 8 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека сообщений планировщика опросов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные (если имеются)	alphamess.dll

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 3-8;
- сличают считанные идентификационные наименования и номера версий программ с приведенными в таблицах 3-8.

Результат проверки считается положительным, если наименования, идентификационные наименования и номер версии программ соответствуют указанным в таблицах 3-8.

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 3-8.

Результат проверки считается положительным, если рассчитанные контрольные суммы программ совпадают с приведенными в таблицах 3-8, 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 по форме приложения 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815.

Примечание – Если в соответствии с заявлением владельца АИИС КУЭ проведена поверка отдельных измерительных каналов из состава АИИС КУЭ с положительными результатами, в свидетельстве о поверке АИИС КУЭ обязательно должен быть приведен перечень этих измерительных каналов.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

8.2 На основании отрицательных результатов поверки АИИС КУЭ оформляется извещение о непригодности к применению по форме приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815.

Приложение А

Таблица А1 – Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Генератор 1	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
2	Генератор 2	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
3	Генератор 3	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
4	Генератор 4	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
5	Генератор 5	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
6	Генератор 6	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
7	Генератор 7	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
8	Генератор 8	ТШЛ-20-1 (3 шт) Ктт= 12000/5 КлГ= 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
9	Генератор 9А	ТШВ-24 (3 шт) Ктт= 24000/5 КлГ= 0,5 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,5 8961-82	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
10	Генератор 9Б	ТШВ-24 (3 шт) Ктт= 24000/5 КлГ= 0,5 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 (3 шт) Ктн= 20000/100 КлГ=0,5 8961-82	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		

ФБУ «Пензенский ЦСМ»	АИИС КУЭ филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Методика поверки	Страница 7 из 8
----------------------	---	------------------	-----------------

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
11	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загор- ская ГАЭС	ТФЗМ 500Б (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) Ктн= 500000/100 КлГ=0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
12	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Кост- ромская АЭС	ТФЗМ 500Б (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) Ктн= 500000/100 КлГ=0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
13	ВЛ-500 кВ Костромская ГРЭС – Луч	ТГФ-500 II (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 35872-07	НКФ-М (6 шт) Ктн= 500000/100 КлГ=0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
14	ВЛ-500 кВ Костромская ГРЭС – Влади- мирская	ТФЗМ 500Б (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) Ктн= 500000/100 КлГ=0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
15	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС – Мотор- деталь-I цепь	ТВ-ЭК (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
16	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС – Мотор- деталь-II цепь	ТВ-ЭК (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
17	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома-2	ТВ-ЭК (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
18	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская	ТВ-ЭК (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
19	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС - Ивано- во-I цепь	SB 0.8 (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
20	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново-II цепь	SB 0.8 (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		

ФБУ «Пензенский ЦСМ»	АИИС КУЭ филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Методика поверки	Страница 8 из 8
----------------------	---	------------------	-----------------

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
21	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС–Вичуга-I цепь	SB 0.8 (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
22	ВЛ-220 кВ Костромская ГРЭС–Вичуга-II цепь	SB 0.8 (3 шт) Ктт= 1000/1 КлГ= 0,2S 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
23	ОШСВ	ТВ-ЭК (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) Ктн= 220000/100 КлГ=0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
24	ВЛ-500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	ТФ3М 500Б (3 шт) Ктт= 2000/1 КлГ= 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) Ктн= 500000/100 КлГ=0,2 26454-08	Альфа А1800 КТ=0,2S/0,5 31857-11		