

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ**
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
УРАЛЬСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
(ФГУП «УНИИМ»)



ТВЕРЖДАЮ
Директор ФГУП «УНИИМ»

С.В. Медведевских

03 _____ 2017 г.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА
ИЗМЕРЕНИЙ**
**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД»
в границах Республики Бурятия (Байкало-Амурская магистраль)**

Методика поверки
МП 209-264-2016

Екатеринбург
2017

Предисловие

РАЗРАБОТАНА ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»), г. Екатеринбург

Исполнитель С.А. Засыпкин

Утверждена ФГУП УНИИМ 15.03.2017

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ФГУП «УНИИМ».

Содержание

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	1
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	1
3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2
4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	2
5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	3
6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	3
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	4
8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ.....	4
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	5
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КАНАЛА.....	7
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	8
Приложение А.....	9

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Методика поверки

МП 209-264-2016

Дата введения: 15.03.2017

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (Байкало-Амурская магистраль), (далее по тексту – «АИИС КУЭ»), и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

Рекомендуемый интервал между поверками – 4 года.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- 1) ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.
- 2) ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
- 3) ГОСТ 8.584-2004 ГСИ. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.
- 4) ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 5) ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.
- 6) ГОСТ 12.3.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
- 7) ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 8) ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 9) ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 10) ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Поверке подлежит измерительный канал (ИК) системы.

3.2 ИК подвергают поверке поэлементным способом.

3.3 Первичную поверку выполняют после проведения испытаний системы в целях утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях.

3.4 Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации системы.

3.5 Измерительные компоненты системы поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, поверяют только этот компонент. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для подтверждения отсутствия нарушений работоспособности и метрологических свойств ИК.

3.6 Внеочередную поверку ИК проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки для измерительного канала АИИС КУЭ выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	9.1	Да	Да
2 Опробование	9.2	Да	Да
3 Определение сопротивления изоляции	9.3	Да	Да
4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов: - трансформаторов напряжения; - трансформаторов тока; - счетчиков электрической энергии - комплексного компонента системы	9.4	Да	Да
5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы	9.5	Да	Да
6 Определение относительной погрешности измерительного канала	10	Да	Да
7 Оформление результатов поверки	11	Да	Да

4.2 Результаты выполнения операций поверки заносят в протокол (Приложение А).

4.3 При получении отрицательного результата при выполнении той или иной операции поверку прекращают, компонент или измерительный канал бракуют и оформляют результаты поверки согласно 11.3.

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства поверки счетчиков типа Альфа (Рег. № 14555-99) – по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА» с помощью установок МК6800, МК6801 или эталонного ваттмера-счетчика ЦЭ6802;
- Средства поверки 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 ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- Средства поверки счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Рег. № 16666-97) – по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА» с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
- Средства поверки счетчиков электрической энергии Альфа А2 (Рег. № 27428-04) - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в мае 2004 г.;
- Средства поверки УСПД RTU-327 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- Средства измерений по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Средства измерений по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Термогигрометр «CENTER» (мод.313): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, ($\Delta = \pm 0,7^\circ\text{C}$); диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 % ($\delta = \pm 2,5\%$);
- Приемник навигационный МНП-М3, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ± 100 нс;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками.

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.
2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденных типов и иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки допускают лиц, прошедших обучение и работающих в организации, аккредитованной на право поверки средств измерений электрических величин, изучивших настоящую рекомендацию, нормативные документы по выполнению измерений электрических величин в цепях соединений измерительных трансформаторов и электросчетчиков, эксплуатационные документы системы и ее измерительных

компонентов, имеющих стаж работы в качестве поверителей средств измерений электрических величин не менее одного года.

6.2 Поверка измерительных трансформаторов напряжения должна осуществляться двумя специалистами, один из которых должен иметь удостоверение на право работы на электроустановках с напряжением свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.3.019-80, Приказа Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [2].

Должны также быть обеспечены требования безопасности, указанные в эксплуатационных документах средств поверки.

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ

8.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- температура окружающей среды, °С 15 – 25;
- влажность, % 30 – 80.

8.2 Перед проведением поверки проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению:

- проверки соответствия измерительного канала, представленного к поверке, требованиям эксплуатационной документации;
- состава эксплуатационного персонала, участвующего в работах по поверке (включая при необходимости администратора системы), и его инструктажа;
- доступа персонала к техническим средствам, входящим в состав измерительных каналов (вторичные цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ), кабели связи);
- доступа поверителей к местам установки ТТ, ТН, счетчиков, автоматизированных рабочих мест (АРМ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
- размещения средств поверки для выполнения операций по разделу 9;
- отключения поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- предоставления (в необходимых случаях) поверителям паролей на доступ к системе.

8.3 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- паспорт АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов системы, входящих в ИК, и свидетельства о предыдущей поверке системы;
- паспорт-протокол ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ.

8.4 Перед проведением первичной поверки должны быть выполнены работы по актуализации паспорта-протокола измерительного комплекса и подготовке документов об освидетельствовании линий связи.

8.5 Перед проведением первичной поверки АИИС КУЭ эксплуатационный персонал проверяет правильность размещения ее компонентов в соответствии с проектной документацией и правильность монтажа.

8.6 Средства поверки подготавливают к работе согласно указаниям, приведенным в соответствующих эксплуатационных документах.

8.7 Средства поверки, подлежащие заземлению, должны быть подсоединены к контуру защитного заземления ранее других соединений, а отсоединены (по окончании работы) – после всех отсоединений.

8.8 До проведения поверки поверителю надлежит ознакомиться с эксплуатационной документацией АИИС КУЭ и входящих в нее компонентов.

9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра проверяют соответствие измерительного канала системы следующим требованиям:

- отсутствие внешних повреждений, коррозии и следов нагрева компонентов: ТТ, ТН, счетчиков, входящих в состав измерительного канала;
- исправность всех разъемов и соединительных клеммных колодок, отсутствие узлов с ослабленным или неисправным креплением;
- наличие пломб, заводских номеров на шильдиках компонентов измерительного канала, их соответствие записям в формуляре АИИС КУЭ;
- наличие и исправность клемм заземления, кабелей питания компонентов АИИС КУЭ и устройств для присоединения внешних электрических цепей;
- наличие актуализированного утвержденного паспорта-протокола и документов об освидетельствовании линий связи; паспорт-протокол должны содержать измерительную информацию о мощности (сопротивлении) нагрузок ТТ, а также о падении напряжения в линии;
- наличие свидетельств о поверке (поверительных клейм) компонентов системы.

9.2 Опробование

9.2.1 По журналу эксплуатации проверяют отсутствие сбоев в работе системы за период времени не менее семи дней, предшествующих началу работ по поверке.

9.2.2 Проверяют функционирование всех средств измерений, входящих в измерительный канал, и канала в целом в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационных документах.

Функционирование ТТ и ТН с учетом нагрузки вторичных цепей проверяют при составлении или актуализации паспорта-протокола измерительного комплекса (проверка соответствия утвержденной электрической схеме, проверка сопротивления изоляции ТТ и ТН, проверка вторичных цепей).

Функционирование счетчика проверяют путем оценки работоспособности в соответствии с эксплуатационной документацией и проверки соответствия схемы подключения рабочей документации.

Функционирование АРМ проверяют при помощи программного обеспечения АИИС КУЭ при выводе учетной информации.

9.2.3 В ходе проверки функционирования АРМ проводят проверку идентификационных данных ПО системы. Номер версии ПО идентифицируется путем вывода на экран свойств программы. Цифровой идентификатор ПО проверяется с помощью программы расчета контрольной суммы файлов по алгоритму MD5 – «md5.exe» (или аналогичной по выполняемым функциям). Программа «md5.exe» находится в свободном доступе, на сайте «<http://www.md5summer.org>». Инструкции по работе с программой также находятся на указанном сайте.

Вычисленный цифровой идентификатор ПО должен соответствовать указанному в таблицах 2-3.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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 3 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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

9.3 Определение сопротивления изоляции

Определение электрического сопротивления изоляции проводят при помощи мегаомметра с испытательным напряжением до 1,5 кВ. Сопротивление изоляции между соединенными вместе контактами сетевой вилки и корпусом персонального компьютера АРМ (ИВК) должно быть не менее 20 МОм.

9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов

9.4.1 Трансформатор тока.

Трансформаторы тока поверяют по ГОСТ 8.217. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора тока не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 7746.

9.4.2 Трансформатор напряжения.

Трансформаторы напряжения поверяют по ГОСТ 8.216. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора напряжения не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 1983.

9.4.3 Счетчик электроэнергии.

Поверку счетчика электроэнергии выполняют согласно [3].

Погрешность счетчика не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ Р 52323 (ГОСТ Р 52425).

9.4.4 Комплексный компонент АИИС КУЭ.

9.4.4.1 ИВК, каналы связи и АРМ с установленным программным обеспечением образуют комплексный компонент АИИС КУЭ, поверку которого на месте эксплуатации последней проводят следующим образом.

9.4.4.2 Проводят сверку показаний счетчика и АРМ в следующем порядке:

- 1) снимают вручную или с помощью переносного компьютера с устройством считывания показания счетчика канала на момент времени, соответствующий границе получасового интервала;
- 2) на этот же момент времени считывают результаты измерения электрической энергии по каналу с монитора АРМ в соответствии с Руководством по эксплуатации АИИС КУЭ.
- 3) через 24 часа повторяют операции 1), 2) при условии, что измеренное за сутки счетчиком количество электрической энергии составляет не менее 20000/N кВт·ч, где N – коэффициент счетчика. Если это условие не выполнено, интервал наблюдения для канала соответственно увеличивают.

9.4.4.3 Разность показаний АРМ и счетчика в том и другом случаях не должна превышать единицы младшего разряда показаний счетчика.

9.5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы

9.5.1 Определяют поправку часов сервера базы данных. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят отклонение их показаний от сигнала точного времени.

Повторяют эту же операцию через 24 часа и определяют суточный ход часов сервера базы данных как изменение поправки часов (разность этих показаний).

Погрешность отсчета текущего времени находят как сумму абсолютных значений поправки и суточного хода часов сервера базы. Она не должна превышать 5 с.

9.5.2 Абсолютную разность показаний часов компонентов системы (счетчика, УСПД) находят как максимальное расхождение между показаниями часов каждого компонента и системных часов по журналам событий. Ее значение должно находиться в пределах ± 5 с.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КАНАЛА

10.1 Расчет относительной погрешности измерительного канала $\delta_{ик}$ (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле:

$$\delta_{ик} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + k_1 \cdot (\theta_{ТТ}^2 + \theta_{ТН}^2) + \delta_{Л}^2 + k_2 \cdot \delta_{СО}^2 + \delta_A^2 + \delta_T^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ – относительные амплитудные погрешности ТТ и ТН;

$\theta_{ТТ}$, $\theta_{ТН}$ – угловые погрешности ТТ и ТН;

$\delta_{Л}$ – относительная погрешность за счет падения напряжения в линии связи;

$\delta_{СО}$ – относительная погрешность счетчика;

δ_A – относительная погрешность автоматизированного компонента АИИС КУЭ;

δ_T – относительная погрешность синхронизации;

коэффициент $k_1 = 0$ при $\cos \varphi = 1$ и $k_1 = 1$ при $\cos \varphi = 0,7$;

коэффициент $k_2 = 1$ при $\cos \varphi = 1$ и $k_2 = 1,5$ при $\cos \varphi = 0,7$;

(при измерении реактивной энергии вместо $\cos \varphi$ указывают $\sin \varphi$).

При вычислении по формуле (1) угловые погрешности $\theta_{ТТ}$ и $\theta_{ТН}$ выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета заносят в протокол (таблица А.3 Приложения А).

10.2 Для настоящей методики принимают следующие условия:

- предельные значения $\delta_{ТТ}$, $\theta_{ТТ}$ – по ГОСТ 7746;
- предельные значения $\delta_{ТН}$, $\theta_{ТН}$ – по ГОСТ 1983;
- предельные значения $\delta_{СО}$ при измерении активной энергии – по ГОСТ Р 52323, реактивной – по паспорту счетчика;
- предельные значения $\delta_{Л}$ – по паспортам-протоколам;
- $\delta_A \leq 0,05$;
- $\delta_T = 2 \cdot \Delta T / 48 \cdot \Delta T_{30}$, где ΔT – расхождение показаний часов, ΔT_{30} – продолжительность 30-минутного интервала в секундах.

10.3 Значения относительной погрешности измерений электрической энергии, рассчитанные по формуле (1) для номинального тока нагрузки, не должны превышать предельно допускаемых.


11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчика) оформляют в соответствии с указаниями методики поверки и описания типа компонента нанесением оттиска поверительного клейма или наклеиванием ярлыка из несмываемой самоклеящейся пленки в месте, исключающем возможность доступа внутрь компонента или нарушения регулировок, или(и) выдачей свидетельства о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 [4].

11.2 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке согласно Приказу Минпромторга № 1815 от 02.07.2015. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

11.3 При несоответствии результатов поверки требованиям любого из пунктов настоящей методики компонент и систему к дальнейшей эксплуатации не допускают, клеймо гасят и (или) выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 с указанием причины непригодности.

Разработал:

Заведующий лабораторией 264 ФГУП "УНИИМ"  С.А. Засыпкин

Приложение А

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки АИИС КУЭ

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

Год выпуска _____

Предприятие-изготовитель: ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Поверку проводят по документу МП 209-264-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (Байкало-Амурская магистраль). Методика поверки»

Средства поверки:

Дата предыдущей поверки АИИС КУЭ _____

Условия поверки _____
температура окружающей среды, относительная влажность воздуха

1 Результат внешнего осмотра _____
паспорта-протоколы; освидетельствование кабелей связи

соответствует, не соответствует

2 Результат опробования _____
соответствует, не соответствует

3 Результат проверки сопротивления изоляции _____
соответствует, не соответствует

4 Результаты определения метрологических характеристик средств измерений в составе измерительного канала _____
(составляют отдельные протоколы по НД на поверку ТТ, ТН и счетчиков)

5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А.1

№ ИК	Наименование ИК	дата/время	Показания, кВт·ч		Разность показаний, кВт·ч
			счетчик	АРМ	
1					
Максимальное отклонение					

Вывод _____

6 Результаты определения погрешности системных часов и разности показаний часов компонентов системы (погрешности синхронизации)

Таблица А.2 (канал "0" – показания системных часов)

№ ИК	Показания часов		Разность показаний, с
	Дата/время	Дата/время	
1			
Максимальная разность показаний			
Погрешность хода часов			

Вывод _____

