



Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Красноярском крае»

УТВЕРЖДАЮ



Руководитель ГЦИ СИ
ФБУ «Красноярский ЦСМ»

С.Л. Шпирко

2016 г.

Канал измерительный № 54 автоматизированной информационно-
измерительной системы коммерческого учета электроэнергии
АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Центр»

Методика поверки

18-18/014 МП

Красноярск

2016 г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на измерительный канал № 54 автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Центр» (далее по тексту – ИК АИИС КУЭ) Красноярского предприятия магистральных электрических сетей (Красноярское ПМЭС). Методика поверки устанавливает порядок и методы проведения первичной и периодических поверок.

1.2 Поверку ИК АИИС КУЭ проводят покомпонентным способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596. Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в приложении А.

Первичную поверку измерительного канала № 54 (далее – ИК № 54) выполняют после его ввода в эксплуатацию.

Периодическую поверку ИК № 54 выполняют в процессе эксплуатации ИК АИИС КУЭ с интервалом между поверками 4 года.

1.3 Средства измерений (СИ) ИК поверяют с интервалом между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки СИ наступает до очередного срока поверки ИК, поверяется только это СИ и поверка ИК АИИС КУЭ не проводится. После восстановления и поверки СИ производится проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой СИ, не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, корректировка часов измерительных компонентов и т.п.).

1.4 Внеочередную поверку ИК АИИС КУЭ проводят после ремонта ИК, замены его измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Р 50.2.077-2014	«Рекомендации по метрологии. ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения»
ГОСТ Р 56069-2014	«Требования к экспертам и специалистам. Поверитель средств измерений. Общие требования»
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
ГОСТ 12.2.007.0-75	«ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.007.3-75	«ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»
ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150)	«Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»

Приказ Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;
 U_x - падение напряжения в проводной линии связи;
 $S_{ном}$ - номинальная мощность;

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
БД	- база данных;
ИВК	- верхний уровень АИИС КУЭ — информационно-вычислительный комплекс;
ИК	- измерительный канал;
НД	- нормативный документ;
ПО	- программное обеспечение;
СИ	- средство измерений;
ТН	- измерительный трансформатор напряжения;
ТТ	- измерительный трансформатор тока;
УСПД	- устройства сбора и передачи данных;
УССВ	- устройство синхронизации системного времени.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении проверок выполняют операции, указанные в табл. 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке		
		первичной	периодической	внеочередной
1 Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2 Проверка измерительных компонентов ИК	10.2	Да	Нет	Нет
3 Проверка счетчика электрической энергии	10.3	Да	Да	Да
4 Подтверждение соответствия ПО	10.4	Да	Да	Да
5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительного трансформатора напряжения	10.5	Да	Нет	Да
6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.6	Да	Нет	Да
7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	10.7	Да	Нет	Да
8 Проверка погрешности часов счетчика	10.8	Нет	Да	Да
9 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.9	Нет	Да	Да

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО «MeterCat Альфа А1800» и «Конфигуратор RTU-325Т»
2	Устройство синхронизации системного времени УСВ-1 с GPS-приемником
3	Термометр лабораторный с пределом измерений от минус 40 до +50 °С, абс. погрешность не более ±1 °С
4	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений: - для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (I_k / I_n - 1)] \%$, - для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (U_k / U_n - 1)] \%$,

№ п/п	Наименование средства поверки
	- для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность $\pm 0,1$ %, - для мощности от 0 до 4600 Вт(Вар), отн. погрешность ± 3 %

5.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих проверку метрологических характеристик СИ с требуемой точностью.

5.3 Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных на соответствие требований ГОСТ Р 56069, изучивших настоящую методику и эксплуатационную документацию на ИК № 54 АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 (одного) года.

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 (одного) года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительного трансформатора напряжения, входящего в состав ИК АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 (одного) года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 (одного) года, изучившим документ "Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

7.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки ИК АИИС КУЭ должны соответствовать условиям их эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

9.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- комплект эксплуатационной документации на ИК АИИС КУЭ;
- описание типа ИК АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке СИ, входящих в состав ИК, и свидетельство о предыдущей поверке ИК (при периодической или внеочередной поверке);
- паспорт-протокол на измерительный канал;
- рабочие журналы ИК АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

9.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

10.1 Внешний осмотр

10.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений СИ, наличие поверительных пломб и клейм.

10.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на ИК АИИС КУЭ.

10.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте-формуляре на ИК АИИС КУЭ.

10.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

10.2 Проверка измерительных компонентов ИК

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех СИ ИК АИИС КУЭ: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчика электрической энергии, УСПД. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК № 54, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

10.3 Проверка счетчика электрической энергии

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций па счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с ука-

заниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

10.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикатора, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

10.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

10.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

10.4 Подтверждение соответствия ПО

10.4.1 Подтверждение соответствия специализированного ПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» проводят по Р 50.2.077, раздел 6.

10.4.2 После запуска СПО «Метроскоп» запускают программу хэширования файлов «MD5.exe» и открывают каталог модулей сервера БД.

10.4.3 Проверку считают успешной, если хэш-коды соответствуют данным в таблице 3.
Таблица 3 — Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Идентификационное наименование ПО	DataServer.exe + DataServer_USPD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

10.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительного трансформатора напряжения

10.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительного трансформатора напряжения (ТН) со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

10.5.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от номинального напряжения ($U_{ном}$).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25 \pm 1,0)$ от номинальной ($S_{ном}$). Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания.

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительного трансформатора.

10.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.6.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока

(ТТ). При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.6.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания.

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК № 54 в течение истекающего интервала между поверками. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

10.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения (U_n) в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25% от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания.

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

10.8 Проверка погрешности часов счетчика

Погрешность часов счетчика ИК АИИС КУЭ проверяют непосредственным сличением показаний часов счетчика с показаниями GPS-приемника УССВ. Показания часов счетчика считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «MeterCat Альфа А1800».

Результаты проверки считаются положительными, если расхождение между часами счетчика и часами УССВ не превышает ± 5 с.

10.9 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчике электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

10.9.1 На центральном компьютере ИВК системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

10.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика и ИВК и отмечают моменты нарушения связи. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера БД на тех интервалах времени, в которые была нарушена связь.

10.9.3 Распечатывают на центральном компьютере ИВК профиль нагрузки за полные

сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и сервере БД не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

10.9.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 10.9.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере БД системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями, зарегистрированными в сервере БД системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 10 выписывают свидетельство о поверке ИК АИИС КУЭ, наносят поверительные клейма в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень СИ с указанием заводских номеров.

11.2 При отрицательных результатах поверки ИК АИИС КУЭ признается негодным к дальнейшей эксплуатации и на него выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Начальник отдела СНТР

Ведущий инженер ОСНТР



(подпись)



(подпись)

Н.М. Лясковский

С.Г. Пурнов

Приложение А

(справочное)

Состав ИК АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Центр»

Таблица А.1 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	Вид электроэнергии
54	ЗРУ 10 кВ, ф.170-46 РСК	A1805 RALQ- P4GB-DW-4, 1 ед., зав. № 01298958, $K_T = 0,5S/1,0$; № ГР 31857-11	ТОЛ-СЭЦ 10-21, 3 ед., зав. № 06036- 16, 06015-16, 06103-16; $K_T = 0,5S$; $K_I = 400/5$; № ГР 51623-12	НАМИ-10-95УХЛ2, 1 ед., зав. № 2613; $K_T = 0,5$; $K_U = 10\ 000 : \sqrt{3}/$ $100 : \sqrt{3}$; № ГР 20186-00	RTU-325T, 1 ед., зав. № 008431; № ГР 44626-10	Активная и реактив- ная элек- троэнер- гия