

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
ФБУ «Тест - С.-Петербург»

Р. В. Павлов



05 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета
электрической энергии и мощности
«Лартех СмартГрид»

Методика поверки

432-174-2020 МП

г. Санкт-Петербург
2020 г.

Содержание

1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2.	ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
3.	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	4
4.	ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
5.	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	5
6.	УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
7.	ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	6
8.	ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	6
8.1.	Внешний осмотр и проверка комплектности.....	6
8.2.	Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7
8.3.	Проверка счетчиков электрической энергии.....	7
8.4.	Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	7
8.5.	Проверка функционирования вспомогательных устройств	7
8.6.	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.....	8
8.7.	Проверка системы обеспечения единого времени.....	8
8.8.	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена.....	8
8.9.	Идентификация программного обеспечения	9
9.	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	10

Настоящая методика распространяется на системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «Лартех СмарТГ-рид» (далее АИИС КУЭ), предназначенные для измерений и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантирующим поставщикам электрической энергии и сетевым организациям с целью коммерческого и технического учета.

АИИС КУЭ представляет собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой, в общем случае, входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, 7746-2015, счетчики электрической энергии активной и реактивной электрической энергии КТ 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, КТ 1,0 по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ Р 52322-2005, КТ 1,0 или 2,0 по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 непосредственного или трансформаторного включения и связующие компоненты, образующие измерительные каналы (ИК) системы. Измерительная информация в цифровой форме с выходов счетчиков электрической энергии через связующие элементы поступает на центральный сервер системы и/или автоматизированные рабочие места (АРМ), оснащенные персональными компьютерами с соответствующим программным обеспечением. В состав АИИС КУЭ входит ряд вспомогательных технических устройств - мультиплексоры, модемы, адаптеры цифровых интерфейсов и др. В отдельных случаях конкретные экземпляры АИИС КУЭ могут не содержать некоторых из перечисленных компонентов и технических устройств.

В методике использованы следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Приказ Минпромторга №1815 от 02.07.2015 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения»;

ГОСТ 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Методика устанавливает объем, условия поверки, методы и средства поверки АИИС КУЭ и порядок оформления результатов поверки.

Поверке подлежат ИК АИИС КУЭ, реализующие косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку систем выполняют после проведения приемо-сдаточных испытаний АИИС КУЭ.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологи-

ческие характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Интервал между поверками АИИС КУЭ- 4 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.
Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр и проверка комплектности	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии *	8.3	Да	Да
5. Проверка функционирования компьютера АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.6	Да	Да
8. Проверка системы обеспечения единого времени *	8.7	Да	Да
9. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена*	8.8	Да	Да
10. Идентификация программного обеспечения	8.9	Да	Да
11. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

*Допускается операции поверки по п.п. 4, 8, 9 проводить выборочно. Выборка должна составлять не менее 10 % от общего количества каналов в системе, если их численность превышает 100 шт.

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

Для проведения поверки должны быть применены средства, указанные в таблице 2.
Таблица 2

Номер пункта документа по поверке	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
1	2
1	Термометр диапазон измерений от -45 до +70 °С, пределы допускаемой погрешности ± 1 °С
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерений до 10 А, до 100 В, погрешность ± 1 %

Продолжение таблицы 2

1	2
3	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
4	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь или инфракрасный преобразователь для работы со счетчиками системы
5	Блок коррекции времени типа ЭНКС-2, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0.4 с/сутки
Примечание – допускается применение других основных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений	

Основные средства поверки:

трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

счетчики электрической энергии – по документам на поверку, указанным в описании типа средства измерений;

блок коррекции времени ЭНКС-2 по документу ЭНКС.681730.001 МП «Инструкция. Блоки коррекции времени ЭНКС-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2014 г.;

блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);

прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);

барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-12);

прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);

прибор для измерения действующих значений силы тока и напряжения вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускаются поверители, аттестованные в установленном порядке, изучившие настоящие рекомендации и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных 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.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при экс-

плуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации

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

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- паспорт АИИС КУЭ
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК (только для 3-х фазных счетчиков трансформаторного включения);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

7.2 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 НТД 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.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр и проверка комплектности

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий согласно технорабочему проекту на АИИС КУЭ.

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте АИИС КУЭ.

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

8.1.5 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.1

8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.2.2 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.2.

8.3 Поверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз в измерительных цепях 3-х фазных счетчиков с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

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

8.3.3 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.

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

8.3.5 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.3.

8.4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.4.1 Проводят опрос текущих показаний о потреблении активной и реактивной электрической энергии всех счетчиков электрической энергии.

8.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

8.4.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение на сервере АИИС КУЭ.

8.4.5 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.4.

8.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.5.1 Проверка функционирования модемов, шлюзов или коммуникационных модулей (при их наличии).

Проверяют функционирование модемов, шлюзов или коммуникационных модулей, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы, шлюзы, коммуникационные модули считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения, и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов, шлюзов или коммуникационных модулей с использованием тестового программного обеспечения, поставляемого заводами-изготовителями оборудования.

8.5.2 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.5.

8.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.6.1. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.6.2 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 измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

8.6.3 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.6.

8.7 Проверка системы обеспечения единого времени

8.7.1 Проверка времени УССВ

Включают приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы, передаваемые спутниковой навигационной системой GPS/ГЛОНАСС и проверяют показания часов УССВ по сигналам точного времени. Расхождение времени между приемником сигналов точного времени и УССВ должно находиться в пределах указанном в описании типа на АИИС КУЭ.

8.7.2 Проверка времени счетчиков и сервера

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов (УССВ - сервер, сервер - счетчик) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени. Расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

8.7.3 В случае выявленных несоответствий по пунктам 8.7.1 - 8.7.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.8 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Проверка отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация) и на сервере.

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т.е. когда показания счетчика входе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа. Проверку ошибок информационного обмена проводят по одному из следующих методов:

8.8.1 По показаниям индикаторов счетчика при наличии нагрузки.

8.8.1.1 С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО снимают с индикаторов счетчиков показания по энергии (активной и (или) реактивной) текущих данных строго в момент времени в конце 30 минутного интервала.

С помощью ПО, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос по энергии счетчиков и получают распечатку результатов опроса на тот же момент времени.

Если разность показаний индикаторов счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера ЦСОД не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

8.8.1.2 С помощью пусконаладочного ПО опроса счетчиков, поставляемого заводом-изготовителем и установленного на сервере ЦСОД, проводят удаленный опрос суточных показаний счетчиков по энергии и распечатывают результаты опроса.

С помощью ПО АИИС КУЭ, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос суточных показаний счетчиков по энергии на тот же момент времени и распечатывают результаты опроса.

Проверка считается успешной, если разность показаний считанных со счетчиков при удаленном опросе и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.8.2 По показаниям индикаторов счетчика при отсутствии нагрузки на счетчиках.

Считывают с индикаторов счетчика показания по энергии текущих данных при отсутствии нагрузки:

С помощью ПО АИИС КУЭ, установленного на сервере ЦСОД, получают данные результатов опроса счетчиков по энергии, хранящиеся в БД и распечатывают результаты опроса;

Сравнивают показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, с показаниями по тем же счетчикам, хранимыми в БД.

Проверка считается успешной, если разность показаний индикатора счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера, не превышает единицы младшего (последнего) разряда.

8.8.3 По показаниям индикаторов счетчиков по отдельному тарифу, который не активен во время проведения проверки.

С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО считывают через оптический или инфракрасный порт счетчика показания по энергии (например, по ночному тарифу за последний интервал усреднения);

С помощью ПО, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос всех счетчиков и получают распечатку результатов опроса показаний по энергии (например, по ночному тарифу) за последний интервал усреднения.

Проверку считают успешной, если разность показаний счетчиков и показаний, хранящихся в базе данных сервера, не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.8.4 На основе сравнения показаний по энергии предыдущего чтения со счетчика в ПО сервера ЦСОД.

С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО снимают показания предыдущего чтения по энергии на 00 ч. 00 мин. Сравнивают показания, зафиксированные счетчиком на 00 ч. 00 мин., с показаниями по тем же счетчикам, хранимых в базе данных сервера ЦСОД на 00 ч. 00 мин.

Проверка считается успешной, если разность показаний счетчика и базе данных сервера ЦСОД не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.9 Идентификация программного обеспечения

При выполнении операции в соответствии с эксплуатационной документацией на ПО определяют идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационного номера) ПО, цифровой идентификатор (контрольной суммы исполняемого кода) ПО.

Если полученные идентификационные данные соответствуют данным приведенным в описании типа, система считается выдержавшей проверку.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Минпромторга №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт АИИС КУЭ и на свидетельство о поверке.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга №1815 с указанием причин.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

[illegible]