

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ  
В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН»  
(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)**

**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель директора

ФБУ «ЦСМ Татарстан»



С. Е. Иванов

2021 г.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
ИНСТРУКЦИЯ**

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная коммерческого  
учета электроэнергии АО «Сетевая компания» АЭС**

**Методика поверки**

**МП. 359110.10.2021**

г. Казань  
2021 г.

## Содержание

Общие положения .....	3
1 Операции поверки .....	3
2 Средства поверки.....	4
3 Требования к квалификации поверителей .....	5
4 Требования безопасности .....	5
5 Условия поверки.....	6
6 Подготовка к поверке.....	6
7 Проведение поверки.....	6
7.1 Внешний осмотр .....	6
7.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ.....	7
7.3 Проверка счетчиков электрической энергии .....	7
7.4 Проверка УСПД.....	7
7.5 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ.....	8
7.6 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока .....	8
7.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения.....	9
7.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.....	9
7.9 Проверка погрешности системного времени .....	10
7.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена .....	10
8 Методика проверки идентификации ПО.....	11
9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	16

## Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» АЭС и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок ее информационно-измерительных комплексов (далее по тексту - ИИК).

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» АЭС (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета распределительной сети, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Замену отдельных технических компонентов допускается проводить без дополнительной поверки ИИК, если устанавливаемые компоненты поверены и их метрологические характеристики (далее - МХ) совпадают с заменяемыми.

Допускается проведения поверки отдельных измерительных каналов по заявлению эксплуатирующей организации.

В состав ИИК системы входят измерительные компоненты, приведенные в Паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 88-2014 «ГПСЭ единицы силы электрического тока в диапазоне частот  $20 - 1 \cdot 10^6$  Гц», ГЭТ 27-2009 «ГПСЭ единицы электрического напряжения - вольта - в диапазоне частот  $3 \cdot 10^7 - 2 \cdot 10^9$  Гц», ГЭТ 89-2008 «ГПСЭ единицы электрического напряжения (вольта) в диапазоне частот  $10 \div 3 \cdot 10^7$  Гц», ГЭТ 1-2018 «ГПЭ единиц времени, частоты и национальной шкалы времени».

Интервал между поверками АИИС КУЭ – 4 года.

### 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	6	Да	Да
2. Внешний осмотр	7.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	7.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	7.4	Да	Да
6. Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ	7.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.6	Да	Да



Продолжение таблицы 1

8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.7	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.8	Да	Да
10. Проверка погрешности системного времени	7.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.10	Да	Да
12. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

## 2 Средства поверки

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Средства измерений

№ п/п	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	Номер пункта документа по поверке
1	- Термометр по ГОСТ 28498-90	6
	- Барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76)	
2	- Вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05); - ИЛГШ.411152.145 РЭ – «Счетчики электрической энергии многофункциональные «СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки», согласованной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;	7.3
3	- ПБКМ.424359.016МП «Контроллеры многофункциональные ARIS-28xx. Методика поверки», утвержденным ООО «ИЦРМ» 21.04.2017г.; - ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.	7.4
4	- Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом МИ 3196-2018 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей; - Средства измерений в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.	7.6
5	- Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом МИ 3195-2018 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей; - Средства измерений в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.	7.7



## Продолжение таблицы 2

6	- Методика измерений потерь электрической энергии в линии электроснабжения прибором «Энерготестер ПКЭ» (аттестована ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 27.09.2012, свидетельство об аттестации МИ № 315/2203-(01.00250-2008)-2012); - Прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).	7.8
7	- Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11); - Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02.	7.9
Примечание- Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.		

### 3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку АИИС КУЭ осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели изучившие настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 до и выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 до и выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

### 4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от

24.07.2013 г. № 328н), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

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

## **5 Условия поверки**

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

## **6 Подготовка к поверке**

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации 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);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

6.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки счетчиков электроэнергии, ИВК;
- 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 нормативных документах 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.

## **7 Проведение поверки**

### **7.1 Внешний осмотр**

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

7.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения счетчиков электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

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



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

## **7.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ**

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: счетчиков электрической энергии, ИВК. 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.

## **7.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

7.3.1 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, в частности, правильность чередования фаз. 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 с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

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

7.3.3 Проверяют работоспособность оптического (инфракрасного) 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.

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

## **7.4 Проверка УСПД**

7.4.1 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения.

7.4.2 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа. С помощью специализированного ПО, установленного на сервере, посредством удаленного доступа в соответствии с описанием ПО устанавливают связь с УСПД. В поле "пароль" вводят неправильный код.

7.4.3 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти УСПД.

7.4.4 Результаты проверки считаются положительными, если:

все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках;

при вводе неправильного пароля программа опроса выдаёт сообщение об ошибке и не разрешает продолжить работу;

значения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящиеся в



памяти УСПД, соответствуют значениям коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, указанных в паспорте-формуляре и описании типа АИИС КУЭ.

При обнаружении каких-либо несоответствий по пп. 7.4.1-7.4.3 дальнейшие операции по проверке ИК, в который входит данное УСПД, выполняют после устранения несоответствий.

Если указанные выше замечания не были устранены за время проверки, то результаты проверки считаются отрицательными, и выписывается извещение о непригодности в соответствии с разделом 9 данной методики проверки.

### **7.5 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ**

7.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

7.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ.

7.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере 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.

7.5.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают сервер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта сервера). Включают сервер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

### **7.6 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока**

7.6.1 Проверяют наличие номинального значения мощности нагрузки на вторичные цепи ТТ  $S_{ном}$ , указанного в технической документации на данный ТТ или указанного в паспорте-протоколе на соответствующий измерительный канал. В случае отсутствия этих документов производят отключение электроустановки (при необходимости) и проверяют значение  $S_{ном}$ , указанное на табличке ТТ.

7.6.2 Измерение вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

#### **Примечания**

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ, и если в измерительный канал не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе.

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

7.6.3 Результаты проверки считаются положительными, если:

измеренное значение мощности нагрузки на вторичные цепи ТТ соответствует требованиям ГОСТ 7746-2015;

или подтверждается выполнение указанного выше условия для ТТ в паспорте-протоколе.

При обнаружении каких-либо несоответствий по пп. 7.6.1-7.6.2 дальнейшие операции по проверке ИК, в который входит данный ТТ, выполняют после устранения несоответствий.

Если указанные выше замечания не были устранены за время поверки, то результаты проверки считаются отрицательными, и выписывается извещение о непригодности в соответствии с разделом 9 данной методики поверки.

### **7.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения**

7.7.1 Убеждаются, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{НОМ}$ .

7.7.2 Проверяют наличие номинального значения мощности нагрузки на вторичные цепи ТН  $S_{НОМ}$ , указанного в технической документации на данный ТН или указанного в паспорте-протоколе на соответствующий измерительный канал. В случае отсутствия этих документов производят отключение электроустановки и проверяют значение  $S_{НОМ}$ , указанное на табличке ТН.

7.7.3 Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

#### **Примечания**

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ, и если в измерительный канал не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе.

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

7.7.4 Результаты проверки считаются положительными, если:

измеренное значение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015;

или подтверждается выполнение указанного выше условия для ТН в паспорте-протоколе.

При обнаружении каких-либо несоответствий по пп. 8.7.1-8.7.3 дальнейшие операции по поверке ИК, в который входит данный ТН, выполняют после устранения несоответствий.

Если указанные выше замечания не были устранены за время поверки, то результаты проверки считаются отрицательными, и выписывается извещение о непригодности в соответствии с разделом 9 данной методики поверки.

### **7.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

7.8.1 Измеряют падение напряжения  $U_{л}$  в проводной линии связи для каждой фазы по документу «Методика измерений падения напряжения во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ-А» в условиях эксплуатации».

#### **Примечания**

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не



проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ, и если в измерительный канал не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе.

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.

7.8.2 Результаты проверки считаются положительными, если:

измеренное значение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не превышает 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН;

или подтверждается выполнение указанного выше условия в паспорте-протоколе.

При обнаружении каких-либо несоответствий по п. 7.8.1 дальнейшие операции по поверке ИК, в который входит данный ТН, выполняют после устранения несоответствий.

Если указанные выше замечания не были устранены за время поверки, то результаты проверки считаются отрицательными, и выписывается извещение о непригодности в соответствии с разделом 9 данной методики поверки.

## **7.9 Проверка погрешности системного времени**

### **7.9.1 Проверка времени УССВ**

Включают приемник сигналов точного времени и проверяют показания часов УССВ по сигналам точного времени. Расхождение времени между приемником сигналов точного времени и УССВ должно находиться в пределах  $\pm 5$  с/сутки.

#### **Примечание**

В качестве сигналов точного времени используют эталонные сигналы времени:

- сигналы, передаваемые по телевизионному каналу в зоне действия наземной сети;
- сигналы, передаваемые спутниковой навигационной системой ГЛОНАСС;
- сигналы длинноволновых и коротковолновых радиостанций, входящих в систему передачи эталонных сигналов времени и частоты.

### **7.9.2 Проверка времени счетчиков, УСПД и сервера**

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

7.9.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.9.1 - 7.9.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется

## **7.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена**

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

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



7.10.1 На сервере системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем 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 устранившимся отказом какого-либо компонента системы.

7.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и ИВК и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти ИВК и сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

7.10.3 Распечатывают на сервере 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 и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

7.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 7.6.2 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере 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 показаниями зарегистрированными в сервере системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

## 8 Методика проверки идентификации ПО.

### 8.1 Определение идентификационного наименования ПО.

Для определения идентификационного наименования ПО «Пирамида 2.0» необходимо:

1) Найти файл «BinaryPackControls.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 1) указано идентификационное наименование ПО – «BinaryPackControls.dll».

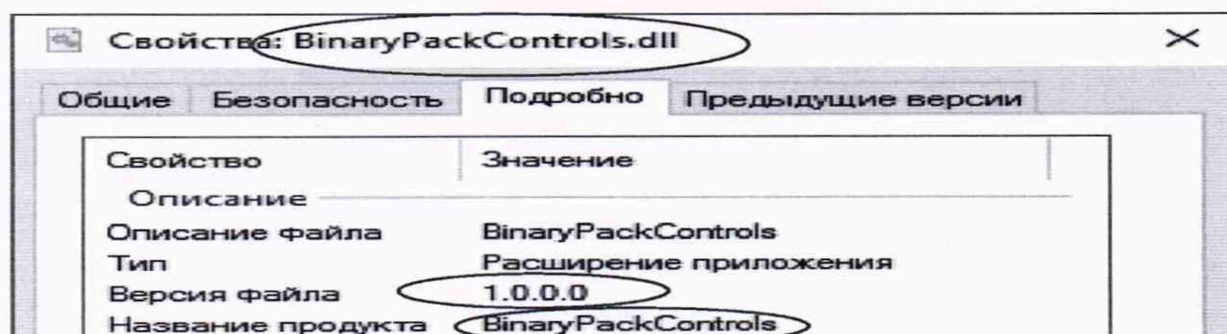


Рисунок 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

2) Найти файл «CheckDataIntegrity.dll» по следующему пути

«C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 2) указано идентификационное наименование ПО – «CheckDataIntegrity.dll».

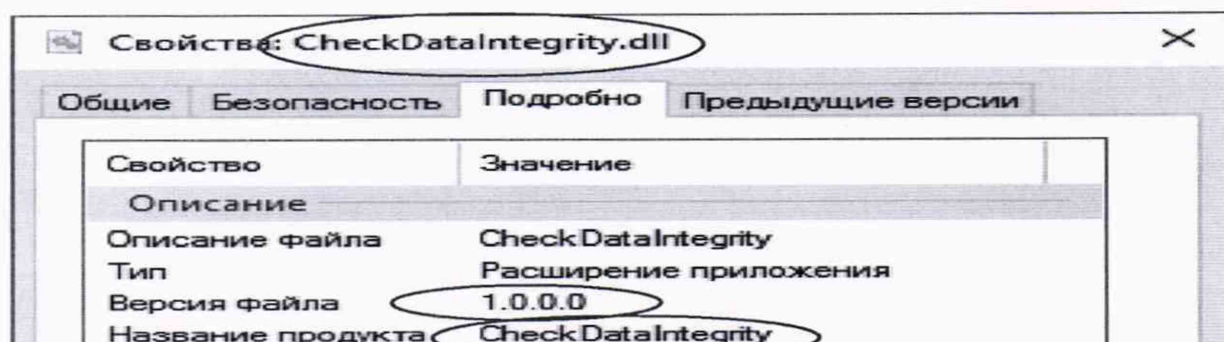


Рисунок 2 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

3) Найти файл «ComIECFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 3) указано идентификационное наименование ПО – «ComIECFunctions.dll».

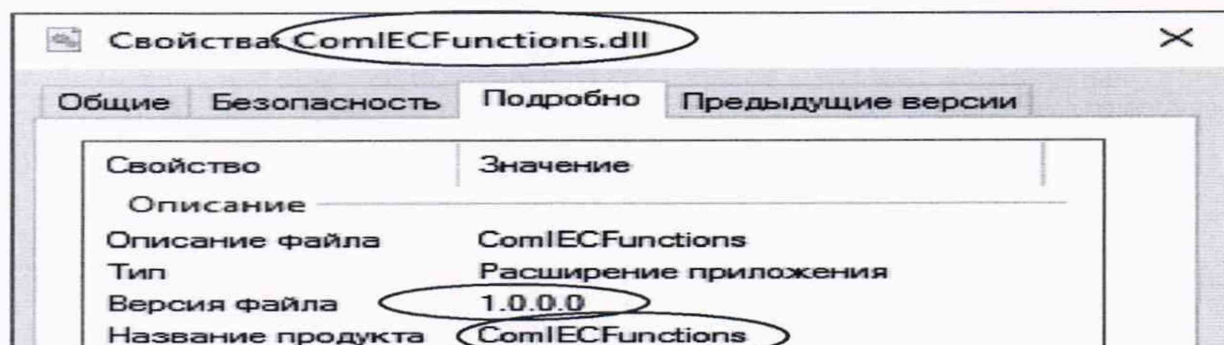


Рисунок 3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

4) Найти файл «ComModbusFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 4) указано идентификационное наименование ПО – «ComModbusFunctions.dll».

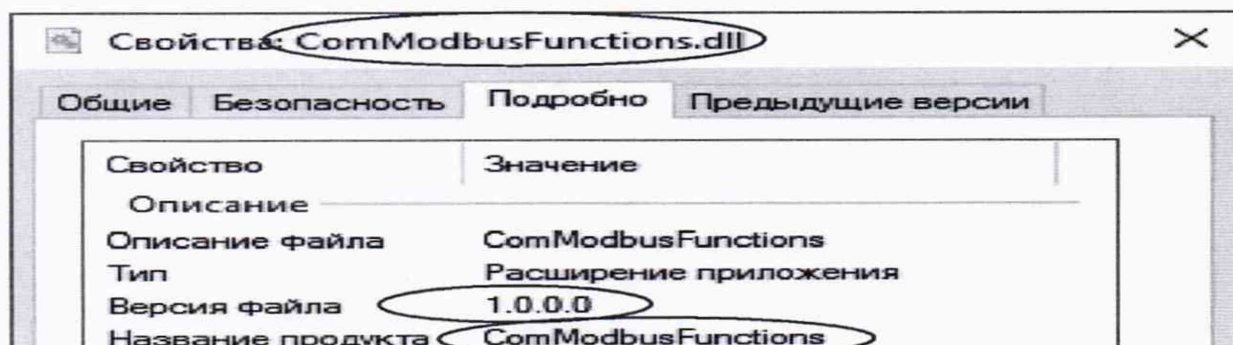




Рисунок 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

5) Найти файл «ComStdFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 5) указано идентификационное наименование ПО – «ComStdFunctions.dll».

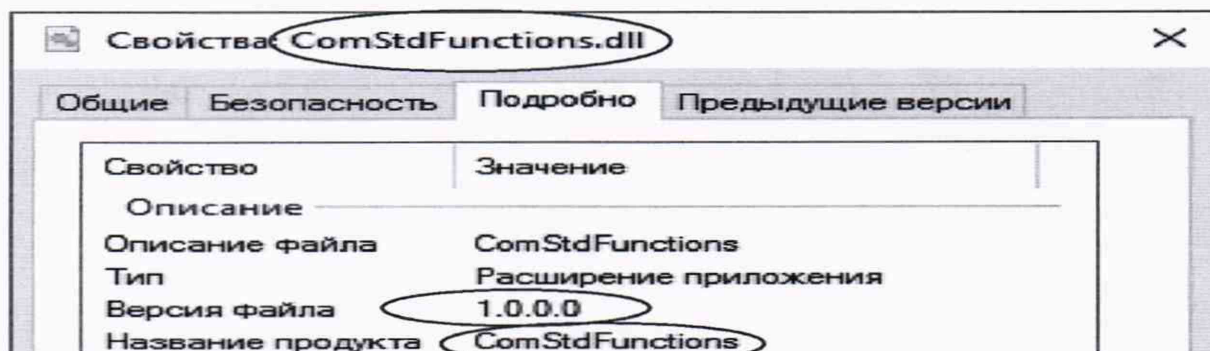


Рисунок 5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

6) Найти файл «DateTimeProcessing.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 6) указано идентификационное наименование ПО – «DateTimeProcessing.dll».

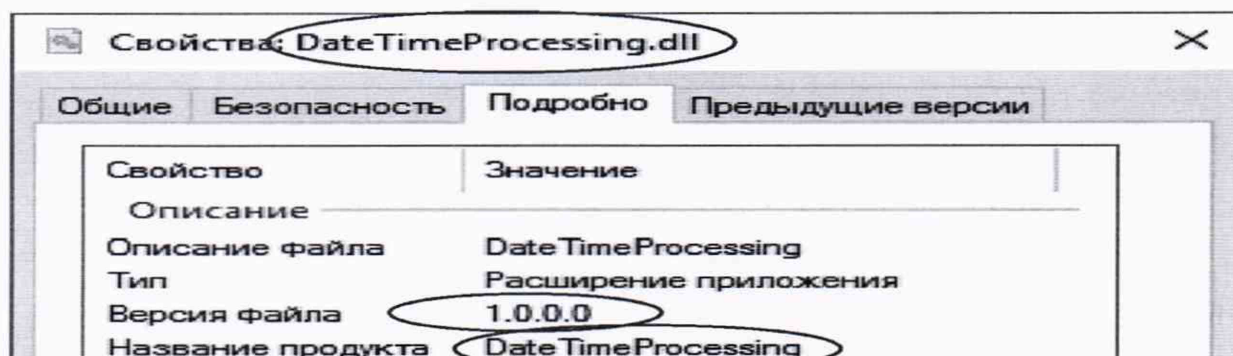


Рисунок 6 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

7) Найти файл «SafeValuesDataUpdate.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 7) указано идентификационное наименование ПО – «SafeValuesDataUpdate.dll».



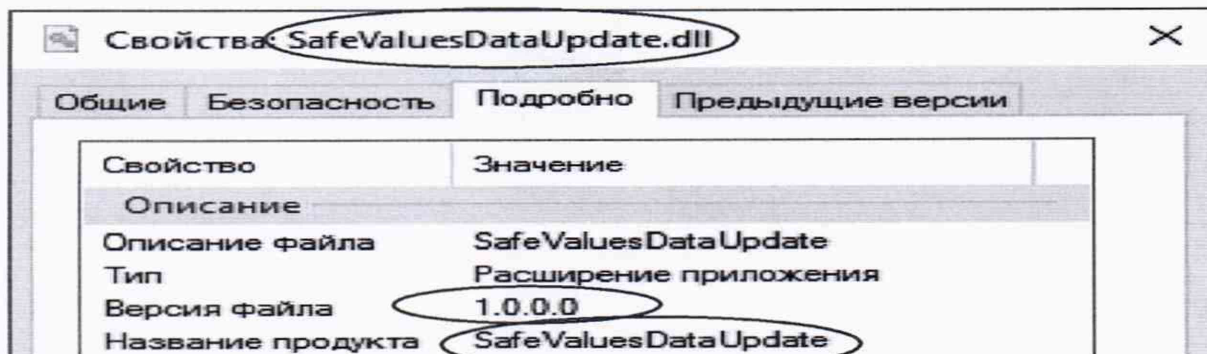


Рисунок 7 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

8) Найти файл «SimpleVerifyDataStatuses.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 8) указано идентификационное наименование ПО – «SimpleVerifyDataStatuses.dll».

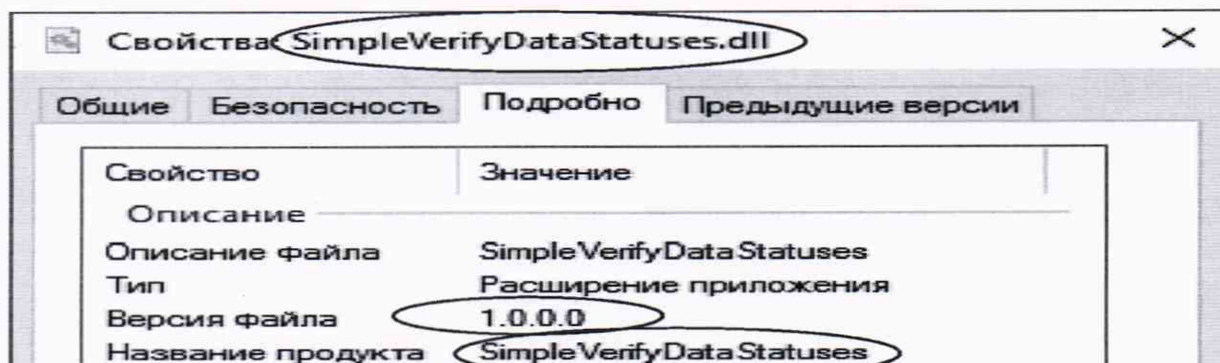


Рисунок 8 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

9) Найти файл «SummaryCheckCRC.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 9) указано идентификационное наименование ПО – «SummaryCheckCRC.dll».

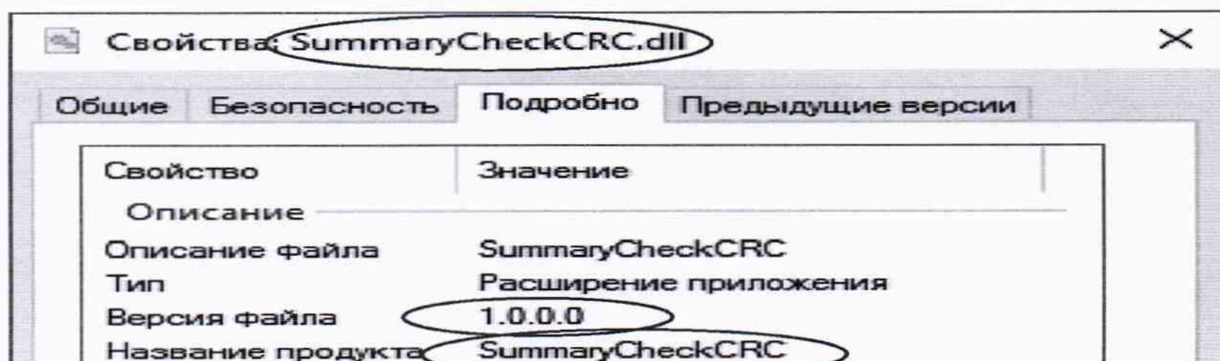


Рисунок 9 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

10) Найти файл «ValuesDataProcessing.dll» по следующему пути

«C:\Pyramid\CollectorService\». Выделить файл и нажать правую кнопку мыши, в выпавшем меню выбрать пункт – «свойства». В выпавшем окне выбрать закладку «Подробно». В верхней части окна (рисунок 10) указано идентификационное наименование ПО – «ValuesDataProcessing.dll».

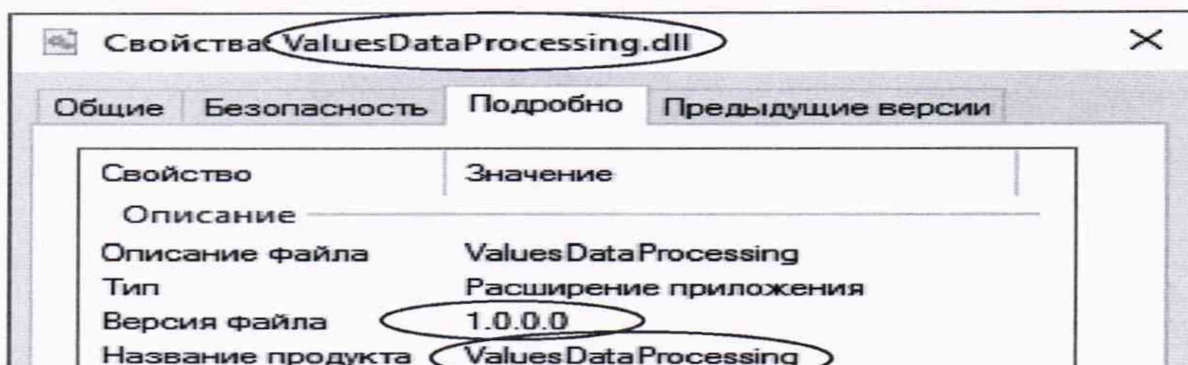


Рисунок 10 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

## 8.2 Определение цифрового идентификатора ПО

Для определения цифрового идентификатора ПО «Пирамида 2.0» необходимо:

В браузере (Google Chrome) набрать адрес «[http://<server\\_name>/Account/Login](http://<server_name>/Account/Login)», перейти в раздел «Система», в разделе «Общие» выбрать «Метрологические модули». В открывшемся окне проверить состояние метрологических модулей (рисунок 11). Если в поле «Состояние» высвечено зеленым цветом «Норма», значит внутренняя проверка контрольной суммы средствами ПО «Пирамида 2.0» прошла успешно.

Управление | Сервис

Модуль	Контрольная сумма (MD5)	Состояние
BinaryPackControls.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476	Норма
CheckDataIntegrity.dll	E021 CF9C 974D D7EA 9121 984D 4754 D5C7	Норма
ComIECFunctions.dll	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	Норма
ComModbusFunctions.dll	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	Норма
ComStdFunctions.dll	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	Норма
DateTimeProcessing.dll	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	Норма
SafeValuesDataUpdate.dll	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	Норма
SimpleVerifyDataStatuses.dll	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	Норма
SummaryCheckCRC.dll	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	Норма
ValuesDataProcessing.dll	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	Норма

Рисунок 11 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0».

1) Найти файл «BinaryPackControls.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «BinaryPackControls.dll» - EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476.

2) Найти файл «CheckDataIntegrity.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла



«CheckDataIntegrity.dll» - E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7.

3) Найти файл «ComIECFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «ComIECFunctions.dll» - BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27.

4) Найти файл «ComModbusFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «ComModbusFunctions.dll» - AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917.

5) Найти файл «ComStdFunctions.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «ComStdFunctions.dll» - EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373.

6) Найти файл «DateTimeProcessing.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «DateTimeProcessing.dll» - D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D.

7) Найти файл «SafeValuesDataUpdate.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «SafeValuesDataUpdate.dll» - B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB.

8) Найти файл «SimpleVerifyDataStatuses.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «SimpleVerifyDataStatuses.dll» - 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39.

9) Найти файл «SummaryCheckCRC.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «SummaryCheckCRC.dll» - EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5.

10) Найти файл «ValuesDataProcessing.dll» по следующему пути «C:\Pyramid\CollectorService\». Результат расчета контрольной суммы файла «ValuesDataProcessing.dll» - 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645.

## **9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 7 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приложением 1 к порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. N 2510. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с приложением 1 к порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. N 2510 с указанием причин.