

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»  
(ФБУ «Воронежский ЦСМ»)

Станкевича ул., д. 2, Воронеж, 394018  
Тел./факс: (4732) 257-45-05, E-mail: [mail@csm.vrn.ru](mailto:mail@csm.vrn.ru)

[www.csm-vrn.ru](http://www.csm-vrn.ru)

ОКПО 02567277, ОГРН 1033600007341, ИНН/КПП 3664009359/366401001

Аттестат аккредитации № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.



СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по метрологии  
ФБУ «Воронежский ЦСМ»

П.В. Воронин

07 " 10 20 21 г.

М.П.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Методика поверки

г. Воронеж

2021 год

## Содержание

1 Введение.....	3
2 Общие положения.....	3
3 Операции поверки.....	4
4 Средства поверки.....	4
5 Требования к квалификации поверителей.....	5
6 Требования безопасности.....	6
7 Условия поверки.....	6
8 Подготовка к поверке.....	6
9 Проведение поверки.....	7
10 Оформление результатов поверки.....	13
Приложение А.....	14
Приложение Б.....	18
Приложение В.....	19
Библиография.....	20

## **1 Введение**

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (КИ) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Борисоглебская горэлектросеть», заводской номер 002, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени на присоединениях МУП «Борисоглебская горэлектросеть», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Методика поверки устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок.

## **2 Общие положения**

Поверке подлежит каждый КИ АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электроэнергии. КИ подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после утверждения типа. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации.

Периодичность поверки АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении её типа интервалом поверки.

Измерительные компоненты поверяют с интервалами между поверками, 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 в целом не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления КИ выполняется проверка КИ 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 КИ (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики КИ. Допускается подвергать поверке только те КИ, которые подверглись указанным воздействиям, при условии, что остальные КИ этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляют дополнение к основному свидетельству о поверке системы с перечнем поверенных КИ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки. Срок действия свидетельства о поверке в части указанных КИ, устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке.

Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом и руководителем или представителем метрологической службы Предприятия-владельца. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

Перечень КИ АИИС КУЭ приведен в приложении А.

**Интервал между поверками четыре года.**

### 3 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке	
		первичной	периодической
1	2	3	4
1 Подготовка к поверке	8	Да	Да
2 Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3 Подтверждение соответствия ПО	9.2	Да	Да
4 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.3	Да	Да
5 Проверка счетчиков электрической энергии	9.4	Да	Да
6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТТ	9.7	Да	Да
9 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТН	9.8	Да	Да
10 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с ТН	9.9	Да	Да
11 Проверка синхронизации часов СОЕВ	9.10	Да	Да
12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13 Оформление результатов поверки	10	Да	Да

### 4 Средства поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства измерений приведенные в таблице 2

Таблица 2 Средства поверки

Наименование средства измерений, эталона, номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. № )	Измеряемая величина. Основные метрологические характеристики	Пункт МП
1	2	3
Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М рег. № 15500-07	Температура окружающего воздуха от минус 20 до плюс 60 °С, Предел допускаемой абсолютной ПГ ± 0,2 °С  Относительная влажность от 0 до 99 % , Предел допускаемой относительной ПГ ± 2%	7
Барометр БРС-1М -1 рег. № 16006-97	Барометрическое давление от 600 до 1100 гПа, Предел допускаемой абсолютной ПГ ± 33 Па	
Миллитесламетр МПМ-2 рег. № 16372-02	Напряженность магнитного поля ПГ ± 7,5 %	
Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3ТТ1 рег. № 39952-08	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 Разряд 2	
Вольтампер-фазометр ПАРМА ВАФ-Т рег. № 33521-06	-напряжение от 0 до 460 В -ток от 0 до 6 А -частота от 45 до 65 Гц -фазовый угол от минус 180 до 180 град. Класс точности (Кл.т.) 0,5	9.7 – 9.9
Прибор сравнения КНТ-03 рег. № 24719-03	Полная мощность вторичная нагрузка измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) 1,999 ВА; ПГ ± 0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ± 0,03 ВА 199,9 ВА; ПГ ± 0,3 ВА	

1	2	3
Приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС Радиочасы МИР РЧ-01 рег № 27008-04	Сигналы точного времени Предел допускаемой абсолютной ПГ привязки к шкале UTC $\pm$ 1 мкс	9.10
Переносной компьютер с пусконаладочным программным обеспечением (ПО) «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», оптический преобразователь АЕ-1 работы со счетчиками		
ПО «АРМ Пользователя Энфорс АСКУЭ» и ПО «Сборщик Энфорс Энергия +», тестовые файлы для диагностических работ		
Примечания 1 Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений. 2 Все средства измерений, применяемые при поверке должны быть утвержденного типа, иметь действующие свидетельства о поверке.		

4.2 Средства поверки измерительных компонентов КИ АИИС КУЭ приведены в НД:

- трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 8.216-2011;
- трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 8.217-2003;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии (счетчики) СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 (Рег. № 27524-04) «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки ИЛГШ.411152.124 МП»;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ПСЧ-4ТМ.03.М (Рег.№ 366697-12) «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.03.М. Методика поверки ИЛГШ.411152.126 МП»;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10) Руководство по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ

## 5 Требования к квалификации поверителей

5.1 К проведению поверки КИ АИИС КУЭ допускают работников организаций, аккредитованных в области обеспечения единства измерений на право поверки средств измерений в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучивших настоящую методику поверки и паспорт АИИС КУЭ, имеющих опыт работы по поверке измерительных систем. Для выполнения отдельных операций поверки допускаются работники, удовлетворяющие требованиям, приведенным в п.п. 5.2 – 5.5.

5.2 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы в области измерений электрических величин, изучившими вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с радиочасами МИР РЧ-01, принимающим сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав КИ АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав КИ АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения.

5.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав КИ АИИС КУЭ, 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

#### **ВНИМАНИЕ**

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой измерений.

### **6 Требования безопасности**

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталоны, средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-73, ГОСТ Р 51321.1-2007.

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

### **7 Условия поверки**

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

Условия эксплуатации средств измерений, входящих в состав КИ, приведены в приложении Б.

### **8 Подготовка к поверке**

8.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности
- поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководством по эксплуатации
- применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

8.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ; руководство пользователя ПО Энфорс АСКУЭ;
- паспорт-формуляр;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в КИ и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на КИ, рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

## **9 Проведение поверки**

### **9.1. Внешний осмотр**

9.1.1. Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов) АИИС КУЭ, наличие пломб и клейм на измерительных компонентах.

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

Результаты проверки считаются положительными, если:

- не выявлено видимых повреждений измерительных компонентов, имеются пломбы и клейма на измерительных компонентах;
- не выявлено следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.1.1-9.1.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.1.1-9.1.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

### **9.2. Подтверждение соответствия программного обеспечения**

#### *9.2.1. Проверка заявленных идентификационных данных*

Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.564-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Сведения о ПО Энфорс АСКУЭ приведены в приложении В.

#### *9.2.2. Проверка документации в части программного обеспечения.*

На проверку представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

#### *9.2.3. Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ*

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют заявленным. Для этого необходимо загрузить ПО и в разделе «Справка» проверить идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения.

Результат проверки считать положительным, если идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленному.

#### *9.2.4. Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения*

На выделенных модулях ПО проверяют Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, открывают каталог и выделяют файлы, указанные в описании типа АИИС

КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитывают хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование и номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается не пригодной к применению.

### **9.3. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ**

9.3.1. Проверяют правильность расположения и монтажа измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии, правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

9.3.2. Проверяют соответствие типов и заводских номеров компонентов (ТТ, ТН, счетчиков, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее УСВ), входящих в состав ИК АИИС КУЭ, типам и заводским номерам, указанным в описании типа или формуляре АИИС КУЭ.

9.3.3. Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов АИИС КУЭ. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке КИ, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.3.1-9.3.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.3.1-9.3.3 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

### **9.4. Проверка счетчиков электрической энергии**

9.4.1. Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчиках и испытательной коробке.

Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

При отсутствии таких актов 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 измерителя напряжения с токовыми клещами.

#### *9.4.2. Проверка правильности функционирования счетчиков*

Перед началом проверки необходимо подготовить счетчики к работе в составе АИИС КУЭ согласно ЭД на счетчики. Убедиться в том, что задана программа счетчика (заданы коэффициенты трансформаторов тока, заданы сезонные чередования тарифных зон, задан список параметров, выводимых на ЖКИ счетчиков, заданы интервалы усреднения, установлено астрономическое время и скорость обмена по цифровому интерфейсу (RS485)).

Функционирование счетчика считается успешным, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности.

#### *9.4.3. Проверка работоспособности оптического порта*

Проверку проводят при помощи переносного компьютера. Оптический преобразователь подключается к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению.

Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

#### *9.4.4 Проверка даты и времени счётчика*

Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

Результаты проверки считаются положительными, если:

- подтверждена правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, а также последовательность чередования фаз;
- все сегменты индикаторов счетчиков работают, отсутствуют коды ошибок или предупреждений;
- при опросе счетчика по оптическому порту с помощью переносного компьютера получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком;
- календарная дата в счетчике соответствует текущей календарной дате;
- в памяти счетчика имеются получасовые значения приращений активной и реактивной электроэнергии за выбранный период времени.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.4.1-9.4.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.4.1-9.4.4 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

### **9.5 Проверка функционирования центрального компьютера (сервера) АИИС КУЭ**

#### **9.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.**

Проверку считают успешной, если все счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках, а также получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

#### **9.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.**

Проверка успешна, если глубина хранения соответствует эксплуатационной документации.

9.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на компьютерах (серверах) 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.

9.5.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу.

Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

#### **9.5.5 Проверяют правильность коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока.**

Проверку считают успешной, если коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствуют паспортным.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.5.1-9.5.5 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.5.1-9.5.5 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

## **9.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

9.6.1 Проверка функционирования модемов. Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ из состава ПО АИИС КУЭ, определяемой согласно руководству пользователя ПО.

Проверку считают успешной, если:

- были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS-232, подключают к адаптерам переносной компьютер с программным обеспечением.

Проверку считают успешной, если:

- удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.6.1-9.6.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.6.1-9.6.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

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

9.7.1 Проверяют наличие документов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.7.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.7.1-9.7.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

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 интереса АИИС КУЭ. Результаты поверки 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

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

9.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН и счетчиков.

Проверяют наличие документов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушения (отсутствия) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток

9.8.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что

напряжение при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от U ном.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.8.1-9.8.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.8.1-9.8.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ.

Результаты поверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

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

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

## **9.9 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения**

Измерение падения напряжения  $U_{л}$  в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с МИ 3598-18 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерения потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Падение напряжения должно быть не более 0,25% от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с ТН более 0,25%, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пункту 9.9 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный КИ в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ, и если в КИ 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 линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

3 В случае отсутствия ТН падение напряжения от точки измерения до счетчика электрической энергии должно быть не более 0,25% от номинального значения напряжения.

4. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

Результаты проверки считаются положительными, если измеренное значение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не более 0,25% от номинального значения на вторичной обмотке ТН, или подтверждается выполнение указанного выше условия в паспорте-протоколе.

## **9.10 Проверка синхронизации часов компонентов СОЕВ**

### *9.10.1. Проверка времени часов счетчиков и ИВК.*

Включают радиочасы МИР РЧ-01, принимающее сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, и сверяют показания радиочасов МИР РЧ-01 с показаниями часов счетчиков и ИВК.

Результат проверки считается положительным, если предел погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU) не превышает  $\pm 5$  с.

### *9.10.2 Проверка правильности работы СОЕВ*

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректирующего и корректируемого компонента в момент непосредственно предшествующий коррекции времени.

Расхождение времени, корректирующего и корректируемого компонентов не должно превышать предела допустимого расхождения, указанного в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.10.1-9.10.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10.1-9.10.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

## **9.11 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 компьютера В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый КИ, должны быть включены.

9.11.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню поверки сутки, по всем КИ. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением КИ или устранным отказом какого-либо компонента системы.

9.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.11.3 Распечатывают на сервере профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дни 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 базе данных центрального компьютера (сервера) не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.11.1-9.11.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

При обнаружении несоответствий по п. 9.11.1 - 9.11.3 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

## 10 Оформление результатов поверки

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 (Приложение №3) «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

В приложении к свидетельству указывают перечень и состав КИ с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельством об утверждении типа, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого КИ (для счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), прошедших поверку и пригодных к применению, также указывают наименования, типы и заводские номера устройства синхронизации времени.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма. Знак поверки наносятся на средства измерений, которые по результатам поверки соответствуют метрологическим требованиям, и конструкция которых предусматривает возможность нанесения знаков поверки.

10.2 В случае, если отдельные КИ были забракованы по пунктам раздела, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части КИ не прошедших с положительным результатом поверку и на нее выдают извещение о непригодности по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 №2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывают перечень и состав КИ с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельством об утверждении типа, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого КИ (для счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ, также указывают наименования, типы и заводские номера Компонентов КИ, не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа.

10.3 Протокол поверки оформляется в произвольной форме.

10.4 Сведения о результатах поверки средств измерений в целях подтверждения поверки должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона N 102-ФЗ, аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку, в сроки, согласованные с лицом, представляющим средства измерений в поверку, но не превышающие 20 рабочих дней (для средств измерений, применяемых в качестве эталонов единиц величин) и 40 рабочих дней (для остальных средств измерений) с даты проведения поверки средств измерений.

10.5 При проведении поверки средств измерений в сокращенном объеме в соответствии с пунктом 18 Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 (только для применяемых величин или поддиапазонов измерений) или для применяемых отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава средств измерений информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона N 102-ФЗ.

Ведущий инженер по метрологии



Л.И. Ежова

## Приложение А

Таблица А.1 Состав КИ АИИС КУЭ

Таблица 1.1 Состав КИ АИИС КУЭ

Номер КИ, наименование присоединения		Состав КИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч. 5	ТПЛ 10 300/5 (А) №16092 (С) №15135 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 109064146 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Пер. № 41681-10
2	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч. 6	ТПЛ 10 400/5 (А) №24280 (С) №23494 кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0112065118 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
3	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №4 яч. 8	ТПЛ 10 400/5 (А) №24278 (С) №23300 кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112066201 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
4	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч. 10	ТЛК-СТ-10 300/5 (А)№2816180000005 (С)№2816180000001 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112061026 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
5	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч. 11	ТВК-10 400/5 (А) №17414 Кл.т. 0,5 Пер. №8913-82  ТПЛ-10 У3 400/5 (С) №51365 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01. №112062003 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
6	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №24 яч. 35	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А) №22794 (С) №22839 Кл.т. 0,5 Пер. № 6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112062225 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
7	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №25 яч. 36	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А) №22810 (С) №22796 Кл.т. 0,5 Пер. №6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112069157 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
8	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч. 15	ТПЛ 10 400/5 (А) №2001 (С) №1278 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061195 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
9	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч. 16	ТПЛ 10У3 400/5 (А)№3760 (С) № 62937 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062010 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
10	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №11 яч. 22	ТПЛМ-10 300/5 (А) №89063 кл.т. 0,5 Пер. №2363-68  ТПЛ-10-М 300/5 (С) №25874 Кл.т. 0,5 Пер. №22192-07	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0112060212 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
11	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч. 23	ТВЛМ-10 200/5 (А) №64261 (С) №64241 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061024 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
12	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч. 24	ТВЛМ-10 200/5 (А) №64247 (С) №64218 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т.0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061008 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
13	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ №27 Город	ТВЭ-35 300/5 (А) № 1140-14 (В) № 1141-14 (С) № 1142-14 Кл.т. 0,2 Пер. №44359-10	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) № 34 Кл.т.0,5 Пер. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 №112065125 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
14	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ Северная	ТФНД-35М 400/5 (А) №2886  ТФЗМ-35А-У1 400/5 (С) № 44673 Кл.т. 0,5 Пер. №3690-73	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) № 248 Кл.т. 0,5 Пер. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 №105062217 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
15	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч.10	ТВЛМ-10 200/5 (А) №08093 (С) №03229 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062218 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
16	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч.12	ТЛК-СТ-10 300/5 (А)№2816180000006 (С)№2816180000007 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061084 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
17	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-6кВ №14 яч.8	ТВЛМ-10 300/5 (А)№09800 (С) №09782 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т.0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112062242. Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
18	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-6кВ №15 яч.9	ТЛК-СТ-10 300/5 (А)№2816180000003 (С)№2816180000004 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061061 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
19	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч.9	ТПЛ 10 200/5 (А)№10924 (С)№21654 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061115 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
		Пер. №1276-59			
20	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч.11	ТПЛМ-10 300/5 (А)№36080 (С)№ 35078 Кл.т.0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т.0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061045 Кл.т.0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
21	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч.23	ТПЛ 10 200/5 (А)№23598 (С)№21331 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061146 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
22	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч.25	ТПЛ 10У3 300/5 (А)№ 63073 (С) №63137 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112068137 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
23	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч.22	ТПЛ 10 300/5 (А)№ 55080 (С) №55113 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №104073119 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
24	ПС Восточная 35/6 кВ, КЛ-6кВ №9; яч.24	ТПЛ 10 300/5 (А) №28566 (С) №30728 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061174 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
25	ПС Восточная 35/5кВ, КЛ-6кВ №11 яч.20	ТПЛМ-10 400/5 (А) №58472 (С)№14140 Кл.т. 0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062231 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
26	ПС Восточная - 1 110/35/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.11	ТВЛМ-10 200/5 (А) №93827 (С)№07532 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061241 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
27	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 4 яч.8	ТПЛ 10 300/5 (А)№33464 (С) №48724 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062002 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
28	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.31	ТПЛ 10 300/5 (А) №43286 (С) №10235 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062013 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
29	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 18 ч.33	ТПЛМ-10 300/5 (А) №74340 (С) №62891 Кл.т. 0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112060030 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
30	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 22 яч.37	ТПЛ 10У3 300/5 (А) №6908 (С) №5540 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112060195 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
31	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч.16	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №42845 (С) №42643 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061210 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
32	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 14 яч.27	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №34527 (С) №42750 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т.0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112067230 Кл.т.0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
33	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 15 яч.29	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №4426 ТВЛМ-10 У3 (С) №08094 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061041 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
34	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 16 яч.30	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №42906 (С) 42842 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 2900 Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №0112060210 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
35	ТП 33 КЛ-6кВ на ТП 244	ТЛК-СТ-10 150/5 (А)№4315180000001 (С)№4315180000002 Кл.т. 0,5 Пер. №45040-10	НТМК-6У4 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №1260 Кл.т. 0,5 Пер. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05 №311060059 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04	
36	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.26	ТЛО 10 300/5 (А)№18507 (С) №18509 Кл.т. 0,2s Пер. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.М №802131171 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
37	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №22 яч.33	ТЛО 10 300/5 (А)№18504 (С) №18505 Кл.т. 0,2s Пер. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.М №802130946 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	

## Приложение Б

Таблица Б.1 Условия поверки КИ АИИС КУЭ.

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы реальных условий применения компонентов			
	Счетчики	ТТ	ТН	УСВ
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	–	–
Напряжение переменного тока, В	от $0,9U_{2\text{ном}}$ до $1,1 U_{2\text{ном}}$	–	от $0,9U_{1\text{ном}}$ до $1,1U_{1\text{ном}}$	от 187 до 242
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{смк}}$	От $0,5_{\text{инд}}$ До $0,8_{\text{смк}}$	От $0,5_{\text{инд}}$ До $0,8_{\text{смк}}$	–
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	–
Температура окружающего воздуха, °С - по ЭД - реальная <sup>1</sup>	от -40 до +60 от +5 до +35	от -40 до +60 от +5 до +35	от -40 до +60 от +5 до +35	от -10 до +50 от +5 до +30
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	–	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ )	–	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ )	–	–	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$	–

<sup>1</sup> - среднесуточная температура самого холодного (теплого) месяцев в году для данного региона при установке счетчиков в не отапливаемых помещениях или утепленных шкафах

## Приложение В

Таблица В.1 Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа администрирования и настройки bp_admin.exe	0C8ECEBFC0DF4660E74B6102F699AD83
Идентификационное наименование ПО	«АСКУЭ БП – сбор данных»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.0.83.1
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа опроса и передачи данных Collector.x64.exe	0A2E3D82AA7BF8B51A8DC0E4FB3A6672
Алгоритм вычисления цифровых идентификаторов ПО: «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» «АСКУЭ БП – сбор данных»	MD5

## Библиография

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем
2. ГОСТ 7746-2015. ГСИ. Трансформаторы тока. Общие технические условия
3. ГОСТ 1983-2015 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
4. ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки
5. ГОСТ 8.217-2003. ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки
6. Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ
7. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.03.М. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ
8. Устройство синхронизации времени УСВ-2 Руководство по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ
9. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополнение, с изменениями. М. Главгосэнергонадзор России, 2002
10. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Пятое издание. М. Энергоатомиздат, 1986
11. НСЛГ.466645.055 ТРП Технорабочий проект АИИС КУЭ МУП «Борисоглебская горэлектросеть»