

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИМС»



Н. В. Иванникова

«10» декабря 2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
Филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация»**

Измерительные каналы

Методика поверки

л.р. 62840-15

Москва
2015 г.

A handwritten signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	9
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	12
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	13
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	13
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	13
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	21
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	22
ПРИЛОЖЕНИЕ А	22
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	43

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация», заводской номер № 001, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребляемой за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными 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 характеристик ИК (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 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 оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

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

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения».

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений».

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

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

ГОСТ 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации».

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 31819.22–2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 31819.23–2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии».

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. 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 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

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

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности».

«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

3 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	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов системы	9.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.10	Да	Да
12. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;

- Средства поверки счетчиков:

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.124 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;

- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности часов компонентов системы и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счет-

чиков и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 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 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 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 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.8 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специали-

стов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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 выполнения 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», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

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.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчику электроэнергии,
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.

9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

9.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений компонентов АИИС КУЭ, наличие поверительных пломб и клейм на измерительных компонентах.

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

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

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчиков электрической энергии:

– счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.124 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.3 Проверка счетчиков электрической энергии

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

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

9.3.3 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.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных 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.

9.4.2 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».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

9.4.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти компьютеров (серверов).

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.5.1 Проверка функционирования модемов

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

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правиль-

ность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения $U_{\text{л}}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы

9.9.1 Проверка СОЕВ

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчик, и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения ± 2 с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.10 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 компьютера (сервера БД).

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 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.

9.10.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки 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 БД) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же момента времени. Для

этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

10.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

- 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.

10.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

Начальник сектора ФГУП «ВНИИМС»



Д.В. Гоголев
« 07 » декабря 2015 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер п/п	Номер точки измерений на одной линейной схеме	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ТЭЦ-1 ТГ-4 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 5506 Зав. № 5516 Зав. № 5505	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0345	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02052334	сервер	активная реактивная
2	3	ТЭЦ-1 ТГ-5 6 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 95576 Зав. № 95584 Зав. № 95586	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0352	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806111911	сервер	активная реактивная
3	4	ТЭЦ-1 ТГ-6 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 437 Зав. № 1471 Зав. № 241	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0351	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806110999	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	5	ТЭЦ-1 ТГ-7 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 60511 Зав. № 61805 Зав. № 61780	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1013	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02053457	сервер	активная реактивная
5	6	ТЭЦ-1 ТГ-8 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 406 Зав. № 408 Зав. № 2838	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9338	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02052355	сервер	активная реактивная
6	7	ТЭЦ-1 ТГ-9 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 519 Зав. № 743 Зав. № 738	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПАСХ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805113879	сервер	активная реактивная
7	14	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 101 ГКНС ООО «РВК Воронеж»	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 21936 Зав. № 17659 Зав. № 21330	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806130198	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	16	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч.106 ОАО «Воронеж- синтезкаучук»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 23238 Зав. № 23237 Зав. № 23240	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124918	сервер	активная реактивная
9	17	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч.107 ОАО «Воронеж- синтезкаучук»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 23241 Зав. № 23235 Зав. № 23239	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124811	сервер	активная реактивная
10	18	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч.108 ОАО «ВАСО»	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 19079 Зав. № 10307 Зав. № 19064	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10046025	сервер	активная реактивная
11	19	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч.109 МУП «Воронеж- ская горэлектро- сеть»	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 21139 Зав. № 19077 Зав. № 21140	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806130205	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
12	20	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 113 ОАО «Воронежсин- тезкаучук»	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 22771 Зав. № 22773 Зав. № 22774	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ППНЕТ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806131004	сервер	активная реактивная
13	21	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 118 ЗАО «ВШЗ»	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 07775 Зав. № 07955 Зав. № 07956	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130801	сервер	активная реактивная
14	22	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 120 ГКНС ООО «РВК Воронеж»	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 07968 Зав. № 07482 Зав. № 06109	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4142	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804131077	сервер	активная реактивная
15	24	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 122 ОАО «Воронеж- синтезкаучук»	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 22770 Зав. № 22772 Зав. № 22769	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806130275	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
16	31	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 1А ОАО «ВАСО»	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 00771 Зав. № 00914	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130730	сервер	активная реактивная
17	32	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 1Б ОАО «ВАСО»	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 2071 Зав. № 2074	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТППТ	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0112065009	сервер	активная реактивная
18	33	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 2 ООО «Союз- комплект»	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 57297 Зав. № 57470	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12039091	сервер	активная реактивная
19	34	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 3 ОАО «Воро- нежсинтезкаучук»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 4703 Зав. № 4679	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТППТ	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 11043029	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
20	35	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 4 ОАО «Воро- нежсинтезкаучук»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 4686 Зав. № 4674	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10050424	сервер	активная реактивная
21	36	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 5 ОАО «Воро- нежсинтезкаучук»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 4678 Зав. № 4647	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 05041207	сервер	активная реактивная
22	40	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-3	ТВ 110-II Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 4661 Зав. № 4867 Зав. № 4776	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1509707 Зав. № 1507710 Зав. № 1509593	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032243	сервер	активная реактивная
23	41	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-4	ТВ 110-II Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 5044 Зав. № 51255 Зав. № 6047	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 3951 Зав. № 4035 Зав. № 4044	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033006	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
24	42	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-5	ТВ 110-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 3219 Зав. № 7617 Зав. № 7728	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1509707 Зав. № 1507710 Зав. № 1509593	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033024	сервер	активная реактивная
25	43	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-6	ТВ 110-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2955 Зав. № 5702 Зав. № 3185	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 3951 Зав. № 4035 Зав. № 4044	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032141	сервер	активная реактивная
26	44	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-23	ТВ 110-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1952 Зав. № 7698 Зав. № 7721	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1509707 Зав. № 1507710 Зав. № 1509593	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02041179	сервер	активная реактивная
27	45	ТЭЦ-1 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-24	ТВ 110-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2597 Зав. № 502 Зав. № 3235	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 3951 Зав. № 4035 Зав. № 4044	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10050244	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
28	46	ТЭЦ-1 ОРУ-35 кВ ВЛ-35-3 ОАО «Электропри- бор»	ТВ 35-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 153 Зав. № 153 Зав. № 153	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 110	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804131084	сервер	активная реактивная
29	47	ТЭЦ-1 ОРУ-35 кВ ВЛ-35-4 ОАО «Электропри- бор»	ТВ-35-I Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 108 Зав. № 108 Зав. № 108	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806111398	сервер	активная реактивная
30	48	ТЭЦ-1 ОРУ-35 кВ КЛ-35-5 ОАО «ВАСО»	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 00210-13 Зав. № 00207-13 Зав. № 00212-13	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807114515	сервер	активная реактивная
31	49	ТЭЦ-1 ОРУ-35 кВ КЛ-35-15 ОАО «ВАСО»	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 00208-13 Зав. № 00209-13 Зав. № 00211-13	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 110	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124869	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
32	50	ТЭЦ-2 ТГ-2 6 кВ	ТПОФ Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 95372 Зав. № 95361 Зав. № 95357	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2755 Зав. № 2777 Зав. № 2766	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804101898	сервер	активная реактивная
33	52	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 36 ТС 2	ТПОФ Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 63298 Зав. № 63891 Зав. № 63305	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2747 Зав. № 2752 Зав. № 2754	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02041172	сервер	активная реактивная
34	62	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 2 ООО «Харти»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 21693 Зав. № 21695	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030038	сервер	активная реактивная
35	63	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 3 ОАО «ТМП»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 4994 Зав. № 5010	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10032100	сервер	активная реактивная
36	117	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 4 А ООО «Харти»	ТУП-10-2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 23280 Зав. № 23283	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803131605	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
37	118	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 4 Б ООО «Харти»	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 23281 Зав. № 23282	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803131535	сервер	активная реактивная
38	65	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 6 ОАО «ТМП»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 44854 Зав. № 28625	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130779	сервер	активная реактивная
39	66	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 8 МУП «Во- ронезская горэлек- тросеть»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5954 Зав. № 5899	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033027	сервер	активная реактивная
40	67	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 9 ООО «Выбор»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5946 Зав. № 5945	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12034006	сервер	активная реактивная
41	68	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 16 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 4993 Зав. № 4996	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12039190	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
42	69	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 24 ОАО «ТМП»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 9117 Зав. № 9116	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030140	сервер	активная реактивная
43	70	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 26 ОАО «ТМП»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 9038 Зав. № 9039	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033245	сервер	активная реактивная
44	71	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 28 МУП «Воронеж- ская горэлектро- сеть»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5898 Зав. № 5902	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 11033074	сервер	активная реактивная
45	73	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 32 МКП МТК «Воронеж- пассажиртранс»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 6598 Зав. № 6601	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030139	сервер	активная реактивная
46	74	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 33 ОАО «ТМП»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 9119 Зав. № 9118	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030226	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
47	75	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 34 АО «Электроагре- гат»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 9135 Зав. № 9131	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033240	сервер	активная реактивная
48	103	ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-26	ТРГ-110 П* Кл. т. 0,2S 800/1 Зав. № 3472 Зав. № 3471 Зав. № 3473	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000√3/100√3 Зав. № 4419 Зав. № 4421 Зав. № 4422	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095484	сервер	активная реактивная
49	104	ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-25	ТРГ-110 П* Кл. т. 0,2S 800/1 Зав. № 3468 Зав. № 3469 Зав. № 3470	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000√3/100√3 Зав. № 4091 Зав. № 4412 Зав. № 4418	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095589	сервер	активная реактивная
50	105	ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-14	ТРГ-110 П* Кл. т. 0,2S 800/1 Зав. № 3477 Зав. № 3478 Зав. № 3479	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000√3/100√3 Зав. № 4419 Зав. № 4421 Зав. № 4422	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095477	сервер	активная реактивная
51	106	ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ ВЛ-110-13	ТРГ-110 П* Кл. т. 0,2S 800/1 Зав. № 3475 Зав. № 3474 Зав. № 3476	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000√3/100√3 Зав. № 4091 Зав. № 4412 Зав. № 4418	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095531	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
52	112	ТЭЦ-2 ГТУ-1 10 кВ	ТЛП-10-1 Кл. т. 0,2S 4000/1 Зав. № 14872 Зав. № 14874 Зав. № 14873	ЗНОЛ.06.4-10 Кл. т. 0,2 10500√3/100√3 Зав. № 5144 Зав. № 5072 Зав. № 5073	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095545	сервер	активная реактивная
53	113	ТЭЦ-2 ГТУ-2 10 кВ	ТЛП-10-1 Кл. т. 0,2S 4000/1 Зав. № 14875 Зав. № 14871 Зав. № 14876	ЗНОЛ.06.4-10 Кл. т. 0,2 10500√3/100√3 Зав. № 5120 Зав. № 5075 Зав. № 5071	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095517	сервер	активная реактивная
54	114	ТЭЦ-2 ТГ-3 10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 177 Зав. № 178 Зав. № 179	ЗНОЛП Кл. т. 0,2 10000√3/100√3 Зав. № 639 Зав. № 640 Зав. № 641	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095094	сервер	активная реактивная
55	8	ТЭЦ-1 6 кВ РФ Т-3	ТПОФ Кл. т. 1 1000/5 Зав. № 33903 Зав. № 33908	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5166	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02041106	сервер	активная реактивная
56	9	ТЭЦ-1 6 кВ РФ ТГ-4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 11321 Зав. № 9452	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 182	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032222	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
57	10	ТЭЦ-1 6 кВ РФ ТГ-5	ТПОФ Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 98342 Зав. № 97712	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0352	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032177	сервер	активная реактивная
58	11	ТЭЦ-1 6 кВ РФ ТГ-7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 51207 Зав. № 51229	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2075	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806130324	сервер	активная реактивная
59	12	ТЭЦ-1 6 кВ РФ ТГ-8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 2511 Зав. № 5976	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9338	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806111883	сервер	активная реактивная
60	13	ТЭЦ-1 6 кВ РФ ТГ-9	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 07982 Зав. № 17649 Зав. № 17703	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ТХЕХ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130564	сервер	активная реактивная
61	15	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 105 резерв	ТПОФ Кл. т. 0,5 750/5 Зав. № 1851 Зав. № 992	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4142	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032174	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
62	23	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 121 ПНС	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 200/5 Зав. № 3687 Зав. № 3686 Зав. № 3711	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 10050253	сервер	активная реактивная
63	25	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 123 резерв	ТПОФ Кл. т. 0,5 750/5 Зав. № 1852 Зав. № 1862	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032162	сервер	активная реактивная
64	26	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 124 Резерв КРУСН 6 кВ 6-9 секция	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 2528 Зав. № 2527 Зав. № 2518	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130738	сервер	активная реактивная
65	27	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 125 Резерв КРУСН 6 кВ 1-5 секция	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 5138 Зав. № 46407	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТПЕТ	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130885	сервер	активная реактивная
66	28	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 126 ПНС	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 200/5 Зав. № 3708 Зав. № 3709 Зав. № 3710	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УУТР	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805113942	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
67	29	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 127 Резерв КРУСН 6 кВ 10-12 секция	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 12095 Зав. № 1828 Зав. № 1829	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4142	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806130261	сервер	активная реактивная
68	30	ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ яч. 128 РТСН-9	ТПОФ Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 06829 (кт 1) Зав. № 24403 Зав. № 24402	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4142	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10050274	сервер	активная реактивная
69	37	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 8 ТСН-1 БН	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 91152 Зав. № 91138	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТППТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032143	сервер	активная реактивная
70	38	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 9 ТСН-2 БН	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 14002 Зав. № 14535	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032201	сервер	активная реактивная
71	39	ТЭЦ-1 КРУБН-6 кВ яч. 10 ТП 6/0,4 № 1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 85111 Зав. № 85044	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6748	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12032146	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
72	51	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 18 ТС1	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 2000/5 Зав. № 5474 Зав. № 5475 Зав. № 5476	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6630 Зав. № 6549	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02042043	сервер	активная реактивная
73	53	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 38 ТС3	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 543 Зав. № 155 Зав. № 905	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7432 Зав. № 7150	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02042063	сервер	активная реактивная
74	54	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 11 1 КРУСН	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 6389 Зав. № 6550	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033037	сервер	активная реактивная
75	55	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 27 2 КРУСН	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 5915 Зав. № 6003	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033056	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
76	56	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 13 3 КРУСН	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 6551 Зав. № 5931	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 793	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02041145	сервер	активная реактивная
77	57	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 7 2 КРУ ВК	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 4354 Зав. № 5670	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030137	сервер	активная реактивная
78	58	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 14 КРУ ВК	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 3666 Зав. № 3890	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 793	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02041184	сервер	активная реактивная
79	59	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 31 3 КРУ ВК 4	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 4128 Зав. № 4127	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 02042080	сервер	активная реактивная
80	60	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 37 1 КРУ ВК	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 16839 Зав. № 17030	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12033181	сервер	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
81	61	ТЭЦ-2 ГРУ-6 кВ яч. № 29 ЛРезП ПГУ-115	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 2384 Зав. № 2383 Зав. № 2382	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0397	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 12030066	сервер	активная реактивная
82	115	ТЭЦ-2 ТСН БГТ-2 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 53157 Зав. № 53120 Зав. № 53160	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Зав. № 1703 Зав. № 1701 Зав. № 1971	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095092	сервер	активная реактивная
83	116	ТЭЦ-2 ТСН БГТ-1 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 53162 Зав. № 53200 Зав. № 53203	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Зав. № 1724 Зав. № 1973 Зав. № 1972	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812095061	сервер	активная реактивная
84	107	ТЭЦ-2 ТС-1 110 кВ	ТРГ-110 П* Кл. т. 0,2S 400/1 Зав. № 3462 Зав. № 3463 Зав. № 3464	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 4419 Зав. № 4421 Зав. № 4422	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812090793	сервер	активная реактивная

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
85	108	ТЭЦ-2 ТС-3 110 кВ	ТРГ-110 II* Кл. т. 0,2S 400/1 Зав. № 3450 Зав. № 3451 Зав. № 3452	НАМИ-110 УХЛП Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 4091 Зав. № 4412 Зав. № 4418	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806110011	сервер	активная реактивная
86	109	ТЭЦ-2 ТЗ 110 кВ	ТРГ-110 II* Кл. т. 0,2S 400/1 Зав. № 3455 Зав. № 3454 Зав. № 3453	НАМИ-110 УХЛП Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 4091 Зав. № 4412 Зав. № 4418	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812091352	сервер	активная реактивная
87	110	ТЭЦ-2 Т2 110 кВ	ТРГ-110 II* Кл. т. 0,2S 400/1 Зав. № 3459 Зав. № 3460 Зав. № 3461	НАМИ-110 УХЛП Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 4419 Зав. № 4421 Зав. № 4422	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812091429	сервер	активная реактивная
88	111	ТЭЦ-2 Т1 110 кВ	ТРГ-110 II* Кл. т. 0,2S 400/1 Зав. № 3457 Зав. № 3456 Зав. № 3458	НАМИ-110 УХЛП Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 4091 Зав. № 4412 Зав. № 4418	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806142750	сервер	активная реактивная

Таблица А.2 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$, %				Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$, %			
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 4, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,1$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$
2, 3, 6, 7, 11, 13, 14, 16, 28, 29, 32, 38, 58, 59, 60, 64, 65, 67 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,1$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$
8, 9, 12, 15, 36, 37, 66, 82, 83 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	± 1	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$
10, 17, 19 ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S (СЭТ-4ТМ.03.01 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,8$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,2$	$\pm 3,4$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,7$

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 35, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 56, 57, 61, 63, 69, 70, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S (СЭТ-4ТМ.02.2 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	± 2	$\pm 2,8$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,2$	$\pm 3,4$
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,7$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,7$
30, 31 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ- 4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,1$
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$
34, 62, 81 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S (СЭТ-4ТМ.02.2 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,2$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,2$
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 2,5$
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$
48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 84, 85, 86, 87, 88 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$
55, 68 (ТТ 1,0; ТН 0,5; Сч 0,5S (СЭТ-4ТМ.02.2 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 2,1$	$\pm 3,8$	$\pm 1,9$	$\pm 2,2$	$\pm 2,5$	$\pm 4,1$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,6$
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 3,4$	$\pm 4,4$	$\pm 5,5$	$\pm 10,6$	$\pm 3,6$	$\pm 4,6$	$\pm 5,7$	$\pm 10,7$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	$\pm 3,4$	$\pm 4,4$	$\pm 5,5$	$\pm 10,6$	$\pm 3,6$	$\pm 4,6$	$\pm 5,7$	$\pm 10,7$
72 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5S (СЭТ-4 ТМ.02.2 ГОСТ 30206-96))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	± 1	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 2,8$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$