

ФГУ «Пензенский ЦСМ»



УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

**СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Тамбовская»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

03151-59073365-05 МП

Введение

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической проверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Тамбовская».

АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Тамбовская» предназначена для проведения коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Тамбовская» создана на базе современных технических и программных средств и новых информационных технологий сбора, обработки и передачи информации.

АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Тамбовская» представляет собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой входят:

- 1) Информационно-измерительные комплексы точек учета электроэнергии (ИИК), включающие:
 - трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-IV, ТФНД-220-1, ТФЗМ 500Б-1У1, ТК-20;
 - трансформаторы напряжения НКФ110-83, НКФ-220, НКФ-500;
 - многофункциональные счетчики электроэнергии EA05RAL-P4B4, EA02RAL-P4B4.
- 2) Устройство сбора и передачи данных RTU 325-E1-512-M3-B8-Q-12-G серийный №793.
- 3) Аппаратура передачи данных.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, предназначены для преобразования напряжения и тока первичной сети к уровням, соответствующим входным токам и напряжениям счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК, предназначены для измерения и преобразования в цифровой код активной и реактивной электрической энергии, интегрирование результатов измерений на получасовых интервалах, сохранение полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой код со счетчиков поступает в измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий:

- RTU 325-E1-512-M3-B8-Q-12-G серийный №793
- преобразователей интерфейсов RS-485/RS-232
- Модем проводной связи Zuxel
- Модем спутниковой связи Гонец

Система единого времени (СЕВ) выполнена на базе устройства синхронизации единого времени УССВ-35LVS, подключенного к УСПД. Синхронизация времени счетчиков осуществляется УСПД при обнаружении расхождении времени счетчика с эталонным более чем на 2 секунды.

Сервер АИИС, расположенный в МЭС Центра, выполняет следующие функции:

- сбор информации об электропотреблении от счетчиков АИИС с помощью УСПД RTU 325-E1-512-M3-B8-Q-12-G
- хранение принятой информации и предоставление ее пользователям;
- корректировку собственного времени и времени счетчиков по GPS приемнику;

Для защиты метрологических характеристик измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих

в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов АИИС

№№ ИК ИАСУ КУ НП «АТС»	Измеряемая величина	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК		Класс точ- ности	Госреестр №	Кол-во шт.
1.	А/Р электроэнергия	ВЛ-10 кВ с ПС- 110 кВ Комсомольская	ТТ	ТФЗМ 110Б-IV	0.2	26422-04	3
			ТН	НКФ110-83	0.5	1188-84	3
			СЧ	EA05RAL-P4B4	0.5S	16666-97	1
2.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Давыдовская 1	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
3.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Давыдовская 2	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
4.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Иловайская 2	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
5.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Котовская	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
6.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Мичуринская	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
7.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Стрелецкая 1	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
8.	А/Р электроэнергия	ВЛ-220- Стрелецкая 2	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
9.	А/Р электроэнергия	ВЛ-500 Тамбов- РГРЭС	ТТ	ТФЗМ 500Б-1У1	0.5	3639-73	3
			ТН	НКФ-500	0.5	3159-72	3
			СЧ	EA02RAL-P4B4	0.2S	16666-97	1
10.	А/Р электроэнергия	ЗВН	ТТ	ТК-20	0.5	1407-60	3
			ТН	отсутствует			
			СЧ	EA05RAL-P4B4	0.5S	16666-97	1
11.	А/Р электроэнергия	ЗМХ	ТТ	ТК-20	0.5	1407-60	3
			ТН	отсутствует			
			СЧ	EA05RAL-P4B4	0.5S	16666-97	1

12.	А/Р электроэнергия	ОВ-220	ТТ	ТФНД-220-1	0.5	3694-73	3
			ТН	НКФ-220	0.5	26453-04	3
			СЧ	ЕА02РАL-Р4В4	0.2S	16666-97	1

1 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы
ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки 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 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. 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»,

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

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

2 Операции поверки

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 2.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	№ пункта	Первичная поверка	Периодическая поверка	Ремонт и хранение
1	2	3	4	5
1. Внешний осмотр	7.1	Да	Да	Да
2. Опробование	7.2	Да	Да	Да
3. Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала	7.3	Да	Да	Да
4. Определение доверительных границ результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии ($\cos\varphi=1/\sin\varphi=0$; $\cos\varphi=0,8/\sin\varphi=0,6$; $\cos\varphi=0,5/\sin\varphi=0,87$) для ИК №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12: - при первичном токе сети $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ - при первичном токе сети $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ - при первичном токе сети $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ - при первичном токе сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	7.4	Да	Да	Да

3 Средства поверки

Перечень используемых при поверке эталонных и вспомогательных средств измерений и требуемые технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень оборудования

№	Наименование
1	Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до 50 °С, цена деления 1 °С.
2	Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с МИ 2845-2003; МИ 2925-2005 и/или ГОСТ 8.216-88.
3	Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.
4	Средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки на многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типов EA05RAL-P4B4, EA02RAL-P4B4.
5	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».
6	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».
7	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
8	Средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации»
9	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы
10	GPS приемник сигналов точного времени

Примечания.

1 Допускается применение основных и вспомогательных средств поверки других типов с метрологическими характеристиками не ниже приведенных в таблице 3.

2 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

4 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала

К проведению поверки информационно-измерительных каналов, входящих в состав АИИС, допускаются лица, изучившие настоящую методику и руководство по эксплуатации на АИИС. При этом:

4.1 Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы «АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская». Руководство по эксплуатации. 03151-59073365-05 РЭ», «АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская». Методика поверки. 03151-59073365-05 МП» и прошедшим обучение по работе с GPS приемником сигналов точного времени.

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

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

4.3 Проведение поверки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 3 лет, изучившим ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35... 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух поверителей, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не

менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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

4.4 Проведение поверки счетчиков электрической энергии, входящих в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа EA05RAL-P4B4, EA02RAL-P4B4. В проведении поверки должно участвовать не менее двух поверителей, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

Определение погрешности измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, передачи данных и вычисления приращения осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации», а также знающим ПО при работе с оптическим преобразователем. В проведении измерений должно участвовать 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.

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.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2..007. 3-75, ГОСТ 12.2.007.7-83.

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

6 Условия проведения поверки и подготовки к ней

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия эксплуатации.

Для ТН и ТТ:

- диапазон первичного напряжения $U_{Н1} \pm 10 \%$
- диапазон силы первичного тока $(0,05-1,2)I_{Н1}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$)..... $0,5-1,0(0,87-0)$
- частота $(49,6...50,4)$ Гц
- температура..... $-40^{\circ}\text{C}...+50^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха (отсутствие осадков)..... $(70\pm 5) \%$
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- диапазон вторичного напряжения $U_{Н2} \pm 10 \%$
- диапазон силы вторичного тока $(0,05-1,2)I_{Н2}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$)..... $0,5-1,0(0,87-0)$
- частота $(49,6...50,4)$ Гц
- температура..... от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха..... $(70\pm 5) \%$
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- напряжение питающей сети..... (220 ± 10) В
- частота питающей сети..... $(49,6...50,4)$ Гц
- температура..... от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха..... $(70\pm 5) \%$
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.

Для средств поверки:

- напряжение питающей сети..... (220 ± 10) В
- частота питающей сети..... $(49,6...50,4)$ Гц
- коэффициент искажения синусоидальности

- кривой напряжения питающей сети, не более 5%
- температура..... от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха..... $(70\pm 5) \%$
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.

6.2 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- изучено руководство по эксплуатации на АИИС;
- проведены технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с действующими положениями, а также приняты меры безопасности, изложенные в руководстве по эксплуатации применяемого оборудования;
- перед поверкой средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений;

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр.

При поведении внешнего осмотра АИИС проверяют:

- внешний вид каждого компонента АИИС на предмет выявления механических повреждений;
- наличие действующих пломб в установленных местах, соответствие заводских номеров на шильдиках компонент АИИС номерам, указанным в технической документации;

- наличие маркировки в соответствии с требованиями ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983 на наружных панелях трансформаторов тока и напряжения;
- комплектность АИИС на ее соответствие перечню компонент, приведенных в руководстве по эксплуатации.

7.2 Опробование.

При проведении опробования все компоненты АИИС должны быть включены и исправно функционировать.

7.2.1 Опробование измерительных трансформаторов напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения следует считать работоспособными в соответствии с ГОСТ 1983-2001, если напряжение на их выходах, измеренное с помощью прибора, входящего в комплект средств измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», находится в диапазоне $0,9...1,1U_{н2}$.

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается до определения причин несоответствия и их устранения.

7.2.2 Опробование измерительных трансформаторов тока.

Измерительные трансформаторы тока следует считать работоспособными в соответствии с ГОСТ 7746-2001, если ток на их выходах, измеренный с помощью прибора, входящего в комплект средств измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», находится в диапазоне $0,01...1,2 I_{н2}$ для трансформаторов класса «S» и $0,05...1,2 I_{н2}$ для остальных трансформаторов

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается до определения причин несоответствия и их устранения.

7.2.3 Опробование счетчиков электрической энергии.

Счетчики следует считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности.

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается. Счетчик подлежит ремонту или замене.

7.2.4 Опробование программного обеспечения.

Запустить на выполнение программу на автоматизированном рабочем месте или на инженерном пульте УСПД. Опробование считается выполненным, если значения в отчете для всех счетчиков соответствуют текущей дате и времени.

7.3 Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала времени.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- на УСПД должно быть запущено ПО;
- убедитесь в наличии показаний текущего системного времени;
- сравните данные текущего времени на сервере с данными GPS-приемника;
- проведите коррекцию времени во всех компонентах АИИС и отключите в ПО функцию автоматической коррекции времени;
- через сутки войдите в ПО и в окне «Коррекция времени» в строке «корректировать время» установите функцию коррекции текущего времени счетчиков;
- снимите данные проведенной коррекции по всем счетчикам.

Максимальное значение проведенной коррекции не должно превышать ± 5 с в сутки. В этом случае погрешность за 30 минутный интервал составит значение не более $\pm 0,104$ с, или относительная погрешность измерения времени 30-ти минутного интервала: $\delta_{30} \leq 0,0058$ %.

В случае получения отрицательного результата процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4 Определение погрешностей компонент ИК.

Операции данного пункта поверки проводятся для каждого канала в отдельности с определенной очередностью отключения (или одновременным отключением) фаз. График отключения ТН и ТТ должен быть согласован с руководством энергообъекта заранее.

7.4.1 Определение погрешностей измерительных трансформаторов тока

Поверка проводится в следующей последовательности:

- в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» определите реальное значение мощности нагрузки $S_{изм}$ во вторичной цепи ТТ и занесите в протокол поверки значения мощностей нагрузки $S_{изм А}$; $S_{изм В}$; $S_{изм С}$;

- отключите измерительные трансформаторы тока от фаз (А, В, С) высоковольтной сети;

- по ГОСТ 8.217 определите погрешности ТТ в на месте их эксплуатации с нормированными значениями нагрузок и/или с реальными значениями нагрузок и занесите в протокол поверки значения токовых погрешностей трансформаторов тока по каждой из фаз (А, В, С):

- $\delta_{JA5\%}$, $\delta_{JB5\%}$, $\delta_{JC5\%}$ - при первичном токе сети равном 5% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA20\%}$, $\delta_{JB20\%}$, $\delta_{JC20\%}$ - при первичном токе сети равном 20% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA100\%}$, $\delta_{JB100\%}$, $\delta_{JC100\%}$ - при первичном токе сети равном 100% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA120\%}$, $\delta_{JB120\%}$, $\delta_{JC120\%}$ - при первичном токе сети равном 120 % от $I_{н1}$.

а также значения угловых погрешностей трансформаторов тока по каждой из фаз (А, В, С):

- $\theta_{JA5\%}$, $\theta_{JB5\%}$, $\theta_{JC5\%}$ - при первичном токе сети равном 5% от $I_{н1}$;
- $\theta_{JA20\%}$, $\theta_{JB20\%}$, $\theta_{JC20\%}$ - при первичном токе сети равном 20% от $I_{н1}$;
- $\theta_{JA100\%}$, $\theta_{JB100\%}$, $\theta_{JC100\%}$ - при первичном токе сети равном 100% от $I_{н1}$;
- $\theta_{JA120\%}$, $\theta_{JB120\%}$, $\theta_{JC120\%}$ - при первичном токе сети равном 120 % от $I_{н1}$.

- в случае получения отрицательного результата (несоответствие мощности нагрузки нормированному значению $S_{изм} = 0,75...1,0 S_{ном}$ (для ТТ с $S_{ном} = 5BA$), $S_{изм} = 0,375...1,0 S_{ном}$ (для ТТ с $S_{ном} = 10BA$) и $S_{изм} = 0,25...1,0 S_{ном}$ (для всех остальных ТТ) и/или несоответствие погрешности приписанному классу точности ТТ) хотя бы на одном измерительном трансформаторе тока процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.2 Определение погрешностей измерительных трансформаторов напряжения.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» определите реальное значение мощности нагрузки $S_{изм}$ во вторичной цепи ТН и занесите в протокол поверки значения мощностей нагрузки $S_{изм А}$; $S_{изм В}$; $S_{изм С}$;

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» определите падение напряжения $U_{л}$ в линии и занесите в протокол поверки значения погрешностей падения напряжения в линиях соединения ТН со счетчиком $\delta_{лА}$, $\delta_{лВ}$, $\delta_{лС}$ по фазам А, В, С;

- определите погрешности измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 в реальной сети на месте их эксплуатации или отключите измерительные трансформаторы напряжения от сети, подключите их входы к регулируемому источнику напряжения и определите их погрешности в соответствии с ГОСТ 8.216;

- занесите в протокол поверки значения погрешностей по напряжению δ_{UA} , δ_{UB} , δ_{UC} по фазам А, В, С при реальных значениях нагрузок (при междуфазном включении трансформаторов определяется погрешность между фазами АВ, ВС и АС, т.е. $\delta_{U^{AB}}$, $\delta_{U^{BC}}$, $\delta_{U^{AC}}$);

- занесите в протокол поверки значения угловых погрешностей θ_{UA} , θ_{UB} , θ_{UC} по фазам А, В, С при реальных значениях нагрузок;

- в случае получения отрицательного результата хотя бы по одному из измеренных значений (несоответствие мощности нагрузки нормированному значению $S_{\text{изм}} = 0,25 \dots 1,0 S_{\text{ном}}$, превышение падения напряжения более 0,25 %, несоответствие погрешности приписанному классу точности ТН), хотя бы на одном измерительном трансформаторе напряжения процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.3 Определение погрешности измерения электрической энергии, обусловленной угловыми погрешностями ТН и ТТ.

Погрешность измерений активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формулам:

$$\delta_{\theta_p 5\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 5\% + \Theta_U^2 5\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p 20\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 20\% + \Theta_U^2 20\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p 100\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 100\% + \Theta_U^2 100\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p 120\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 120\% + \Theta_U^2 120\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Погрешность δ_{θ} при измерениях количества реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_q 5\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 5\% + \Theta_U^2 5\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 20\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 20\% + \Theta_U^2 20\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 100\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 100\% + \Theta_U^2 100\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 120\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 120\% + \Theta_U^2 120\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- Θ_J — угловая паспортная погрешность ТТ в точках диапазона 1, 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значений первичного тока сети, мин
- Θ_U — угловая паспортная погрешность ТН, мин
- $\cos \varphi$ — коэффициент мощности для активной электроэнергии (берется максимальное паспортное значение для данных ИК)
- $\sin \varphi$ — коэффициент мощности для реактивной электроэнергии (берется максимальное паспортное значение для данных ИК)

7.4.4 Определение погрешности счетчика.

Данный пункт поверки рекомендуется проводить одновременно с 7.4.1 и 7.4.2 при отключении от сети измерительных трансформаторов напряжения и тока.

7.4.4-1 Определение погрешности счетчика в соответствии с методикой поверки.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- убедитесь, что измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, обесточены и их высоковольтные входы заземлены (питание счетчика должно осуществляться от резервного источника);

- отсоедините от счетчика электроэнергии, входящего в состав ИК, провода в распределительной колодке, идущие от трансформатора напряжения, и провода, идущие от трансформаторов тока;

- поверьте счетчик электрической энергии в соответствии с методикой поверки многофункциональных счетчиков электрической энергии

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.4-2 Определение погрешности счетчика при измерении 30-ти минутных профилей электроэнергии.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации» определите погрешность счетчика в режиме измерения активной и реактивной электрической энергии в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

Примечания.

1) Допускается не проводить данный подпункт поверки при условии, что он представлен в методике поверки на счетчик и сделана соответствующая запись в протоколе поверки.

2) Допускается не проводить данный подпункт поверки при периодической поверке, если он проводился при первичной поверке.

7.4.4-3 Определение погрешности передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы.

Данный пункт поверки рекомендуется проводить одновременно с 7.4.1 и 7.4.2 в период отключения от сети измерительных трансформаторов напряжения и тока.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации» определите погрешность передачи информации, вычисления приращений и измерения 30-ти минутных профилей активной и реактивной электрической энергии на автоматизированном рабочем месте (на УСПД, сервере) в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности передачи информации счетчиком, вычисления приращений и измерения активной и реактивной электрической энергии на автоматизированном рабочем месте) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

Примечания.

1) Допускается не проводить данный подпункт поверки при условии, что он представлен в методике поверки УСПД и сделана соответствующая запись в протоколе поверки.

2) Допускается не проводить данный подпункт поверки при периодической поверке, если он проводился при первичной поверке.

7.4.6 Определение доверительных границ погрешности результата измерений ИК при доверительной вероятности 0,95

Расчет доверительных границ результата измерений активной и реактивной электрической энергии для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 5% от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{w(ИК,5\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j5}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{P5} + \delta^2_{\Theta 5} + \delta_{YC5}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

$$\delta_{WQ(ИК,5\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j5}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{Q5} + \delta^2_{\Theta 5} + \delta_{YC5}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

Расчет доверительных границ результата измерений активной и реактивной электрической энергии для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 20% от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{wp(ИК,20\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j20}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{P20} + \delta^2_{\Theta 20} + \delta_{YC20}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

$$\delta_{WQ(ИК,20\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j20}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{Q20} + \delta^2_{\Theta 20} + \delta_{YC20}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

Расчет доверительных границ результата измерений активной и реактивной электрической энергии для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 100% от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{wp(ИК,100\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j100}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{P100} + \delta^2_{\Theta 100} + \delta_{YC100}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

$$\delta_{WQ(ИК,100\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j100}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{Q100} + \delta^2_{\Theta 100} + \delta_{YC100}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

Расчет доверительных границ результата измерений активной и реактивной электрической энергии для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 120% от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{wp(ИК,120\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j120}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{P120} + \delta^2_{\Theta 120} + \delta_{YC120}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

$$\delta_{WQ(ИК,120\%)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{j120}^2 + \delta^2_U + \delta_{co}^2 w_{Q120} + \delta^2_{\Theta 120} + \delta_{YC120}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c,t}^2 + \delta_{c,f}^2 + \delta_{c,U}^2 + \delta_{c,H}^2 + \delta_t^2}$$

В формулах приведены следующие обозначения:

$\delta_I (5, 20, 100, 120)$	- пределы относительной погрешности измерения тока ТТ при значениях тока нагрузки сети 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения, %;
δ_U	- пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН %;
$\delta_{co} W_{P(Q)} (5, 20, 100, 120)$	- пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии при значениях тока нагрузки сети 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения, %;
$\delta_{\Theta} (5, 20, 100, 120)$	- пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
$\delta_{пл}$	- относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
$\delta_{c.U}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения, %
$\delta_{c.t}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %
$\delta_{c.f}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением частоты сети, %
$\delta_{c.H}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением магнитного поля, %
$\delta_{UC} (5, 20, 100, 120)$	- пределы относительной погрешности устройства сбора и передачи данных активной и реактивной электроэнергии при значениях тока нагрузки сети 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения, %
δ_t	- пределы относительной погрешности измерения 30-ти минутных интервалов времени, %

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанной погрешности ИК) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

8. Оформление результатов поверки

Положительные результаты поверки оформляются свидетельством о поверке стандартного образца в соответствии с ПР 50.2.006.

При отрицательных результатах поверки АИИС признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с ПР 50.2.006.