

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ ФГУП
«ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Н.И. Ханов

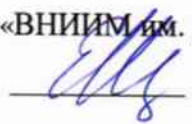
_____ 2014 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
Филиала «Северо-Западная ТЭЦ»
ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация, 2-я очередь»
Методика поверки
МП-2203-0283-2014

Руководитель лаборатории
электроэнергетики ГЦИ СИ ФГУП

«ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»


Е.З. Шапиро

«__» _____ 2014 г.

2014 г.

Настоящая методика предназначена для проведения первичной и периодической поверок Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Северо-Западная ТЭЦ» ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация, 2-я очередь» (далее – АИИС КУЭ).

Методика устанавливает объем и содержание работ, выполняемых при поверке АИИС КУЭ, условия, методы и средства их выполнения и порядок оформления результатов поверки.

АИИС КУЭ представляют собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, статические счетчики электрической энергии, устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 и связующие компоненты, образующие измерительные каналы (ИК) системы.

Измерительная информация в цифровой форме с выходов УСПД поступает на центральный сервер системы, оснащенный персональным компьютером с ПО «Альфа Центр». В состав АИИС КУЭ входит GPS-приемник подключенный к УСПД и ряд вспомогательных технических устройств в соответствии с проектной документацией.

При разработке настоящей методики использованы следующие нормативные документы:

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

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений»;

ПР 50.2.012-94 «Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

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

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

МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы измерительные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии. Типовая методика поверки»;

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

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

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

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

МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

ГОСТ 13109-97 «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 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

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

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

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

Первичную поверку систем выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку ИК системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между поверками на АИИС КУЭ составляет 4 года.

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

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 Филиал «Северо-Западная ТЭЦ» ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке ИК системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

Все СИ, входящие в ИК системы должны иметь действующие свидетельства о поверке, а остальная аппаратура - сертификаты соответствия.

СИ, входящие в состав ИК, приведены в описании типа АИИС КУЭ, условия эксплуатации - в технической документации.

2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Подготовка к поверке	6	Да	Да
2 Внешний осмотр и проверка комплектности	7.1	Да	Да
3 Поверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации	7.2	Да	Да
4 Проверка функционирования основных компонентов АИИС: счетчиков; модемов; адаптеров интерфейса, УСПД, сервера)	7.3	Да	Да
5 Опробование АИИС в целом	7.4	Да	Да
6 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.5	Да	Да
7 Оценка основных метрологических характеристик и подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО «Альфа-Центр»)	7.6	Да	Да
8. Проверка вторичных цепей трансформаторов	8	Да	Да
8.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.1	Да	Да
8.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.2	Да	Да
8.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.3	Да	Да
9 Оформление результатов поверки	9	Да	Да

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

Таблица 2 – Средства измерений и вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Номер пункта НД по поверке.
1	Термометр, диапазон измерений от минус 0 до +50 °С, пределы допускаемой погрешности ±1 °С	7.2
2	Радиочасы МИР РЧ-02 , пределы допускаемой абсолютной погрешности ±1 мкс	7.6
3	Вольтамперфазометр, диапазон измерений до 10 А ; до 100 В; Погрешность ±1%	7.2; 8
4	Переносной компьютер, оптический преобразователь с кабелем для работы со счетчиками А1800. Пуско-наладочное ПО для считывания информации со счетчиков и определения их конфигурации. Программа-конфигуратор для считывания информации с УСПД. ПО «Альфа-Центр».	7.4; 7.3; 7.6

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

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

3.2 Измерение параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года. Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами 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.

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

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке ИК системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК АИИС КУЭ;
- рабочие журналы с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).
- документ на методику измерений АИИС КУЭ.

6.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала Филиала «Северо-Западная ТЭЦ» ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;

– все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1. Внешний осмотр и проверка комплектности

При выполнении внешнего осмотра проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов указанным в документации на АИИС КУЭ;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке СИ, входящих в состав ИК;
- наличие действующих пломб в оговоренных местах, соответствие заводских номеров на табличках фирменных (шильдиках) технических компонентов номерам, указанным в документации на систему;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на УСПД (должен работать жидкокристаллический индикатор, расположенный на лицевой панели УСПД);
- наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
- наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
- функционирование сервера (должна функционировать операционная система Windows);
- функционирование ПО «Альфа-Центр».

АИИС КУЭ считается выдержавшей поверку по п. 7.1 при соблюдении всех перечисленных выше требований.

7.2 Проверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации

7.2.1 Проверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации проводится путем выборочного анализа графиков нагрузки за 2-3 месяца, предшествующие поверке, а также путем анализа записей в рабочем журнале о температурных режимах эксплуатации оборудования. Результаты проверки признаются удовлетворительными, если изменение любого из внешних влияющих факторов не превосходит значений, нормированных в технической документации на АИИС КУЭ.

7.3 Проверка функционирования основных компонентов системы

7.3.1 Проверка функционирования счетчиков.

Перед началом проверки счетчики должны быть подготовлены к работе в составе системы (согласно руководству по эксплуатации) с использованием программ-конфигураторов, оптического преобразователя и оптического порта счетчика. Должно быть подано напряжение питания на счетчики и проверена правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения

Счетчики считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности, время внутренних часов соответствует календарному, работает оптический порт счетчика (осуществляется опрос счетчика через преобразователь с помощью пусконаладочного ПО).

7.3.2 Проверка работоспособности преобразователя и оптического порта счетчика осуществляется с помощью пусконаладочного ПО, установленного на переносном компьютере. Преобразователь подключается к любому последовательному порту переносного компьютера. Выполняется попытка опросить счетчик по установленному соединению. Оптический преобразователь и оптический порт счетчика считается работоспособным, если опрос счетчика прошел успешно.

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

7.3.3 Проверка правильности индикации даты и времени в счетчике.

Проверка может быть осуществлена визуально или с помощью переносного компьютера и ПО.

С индикатора счетчика визуально снимаются показания даты, времени и сравниваются с календарной датой и шкалой UTC/GMT с учетом поясного времени (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени).

С помощью пусконаладочного ПО, переносного компьютера и оптического преобразователя со счетчика снимается отчет диагностических данных, в котором присутствует текущая дата и время счетчика. Производится сравнение текущей даты и времени счетчика с календарной датой и шкалой UTC/GMT с учетом поясного времени.

Проверка считается успешной при подтверждении правильности индикации даты и времени в счетчике

7.3.4 Проверка функционирования модемов.

Проверка функционирования модемов осуществляется в составе всего комплекса, используя коммуникационные возможности программы «Альфа-Центр».

Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

7.3.5 Проверка правильности функционирования УСПД.

УСПД признается работоспособными, если все подсоединенные счетчики опрошены успешно, а данные архивов по 30-и минутному профилю в УСПД соответствуют показаниям счётчиков системы.

7.3.6 Проверка функционирования сервера.

Для проверки функционирования сервера необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы;
- запустить на выполнение ПО «Альфа-Центр»;

Компьютер сервера АИИС КУЭ считаются исправно функционирующими, если загрузка операционной системы прошла успешно, ПО «Альфа-Центр» успешно запущено и отображает 30-и минутные расходы по всем счётчикам системы.

7.3.7 Проверка защиты программного обеспечения от несанкционированного доступа

На компонентах АИИС, имеющую программную защиту (счетчики, УСПД, сервер) запустить на выполнение соответствующую программу доступа к данным, в поле «пароль» ввести неправильный код.

Проверка считается успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

7.4 Опробование АИИС КУЭ в целом

7.4.1 Подготовка к опробованию АИИС КУЭ в целом.

Опробование АИИС в целом проводится с сервера сбора данных, выполняющего функции сервера БД, с помощью программного обеспечения «Альфа-Центр». Для проведения опробования АИИС все технические средства, входящие в состав АИИС, должны быть включены и сконфигурированы (счетчики, модемы, УСПД) с помощью соответствующих программных средств.

7.4.2 Сбор данных с УСПД и счётчиков

Сбор данных с УСПД и счётчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется с помощью ПО «Альфа-Центр», установленного на сервере БД, в следующем порядке:

- запустить сервер и проконтролировать автоматическую загрузку операционной системы и запуск ПО «Альфа-Центр»;
- проверить конфигурацию АИИС КУЭ;
- проконтролировать автоматический опрос УСПД и счётчиков, включенных в систему.

Опробование АИИС КУЭ читать успешным, если по завершению опроса УСПД и счётчиков, в отчетах, представленных в ПО «Альфа-Центр», присутствуют показания по энергопотреблению с указанием текущей даты и времени, а также данные журналов событий всех счетчиков и УСПД, входящих в состав системы.

7.5 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 БД сервера.

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т. е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа. Допускается определение ошибок информационного обмена на основе сравнения фиксированных показаний счетчиков с показаниями в БД сервера.

С помощью переносного компьютера и ПО для чтения данных снять фиксированные показания по активной и реактивной энергии со счетчиков и сравнить с показаниями по тем же счетчикам, хранимых в БД сервера.

Если разность показаний счетчика, и соответствующих показаний в БД сервера не превышает единицы младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.6 Оценка основных метрологических характеристик и подтверждение соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ.

К основным метрологическим характеристикам системы относятся:

- пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- суточный ход системных часов;
- предел допускаемой абсолютной разности показаний часов всех компонентов системы.

7.6.1 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов напряжения, тока и счетчиков электроэнергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов. Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии в АИИС КУЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Значения пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, рассчитанные для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в описании типа.

Если в результате поверки ИК АИИС установлено, что:

- рабочие условия эксплуатации соответствуют регламентированным в технической документации;
- средства измерений, входящие в систему, имеют действующие свидетельства о поверке;

- ошибки информационного обмена и дополнительные погрешности, вызванные обработкой измерительной информации пренебрежимо малы (менее 0.02%), то пределы допускаемых относительных погрешностей системы при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности не превосходят значений, нормированных в технической документации.

7.6.2 Запустить тестирующую программу на переносном компьютере в режиме индикации текущего значения системного времени. Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям радиочасов МИР РЧ-02.

Сравнить показания часов переносного компьютера и показания часов УСПД.

Расхождение показаний переносного компьютера и УСПД не должно превышать предела допускаемого расхождения.

Зафиксировать показания часов переносного компьютера и УСПД. Через сутки повторить данную операцию.

Суточный ход системных часов вычислить по формуле (5):

$$\Delta_{\text{сут}} = \Delta t_2 - \Delta t_1 \quad (5)$$

где $\Delta t_1, \Delta t_2$ – поправки, полученные в результате выполнения указанных операций.

Полученное значение не должно превышать ± 5 с

7.6.3 Определение абсолютной разности показаний часов компонентов системы.

Запустить тестирующую программу на переносном компьютере в режиме индикации текущего значения системного времени. Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям радиочасов МИР РЧ-02.

С помощью программ-конфигураторов, установленных на переносном компьютере, считать показания часов счетчиков, а также снять показания часов сервера и УСПД.

Сравнить показания часов на переносном компьютере, всех счетчиках, УСПД и сервера и вычислить разность показаний часов компонентов.

Считается, что комплекс выдержал операцию проверки, если разность показаний часов компонентов системы составляет не более ± 5 с.

7.6.4 Подтверждение соответствия ПО

При выполнении операции определяют идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационного номера) ПО; цифровой идентификатор (контрольной суммы исполняемого кода) ПО (см. эксплуатационную документацию на ПО «Альфа-Центр»).

Если полученные данные соответствуют приведенным в описании типа, АИИС КУЭ считается выдержавшей проверку.

8 ПРОВЕРКА ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

8.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.1.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.1.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более ± 10 % от $U_{\text{ном}}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{\text{ном}}$.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

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 системы. Результаты проверки 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 измерительных трансформаторов.

8.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

8.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{НОМ}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

8.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения $U_{л}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам разделов 7 и 8 выписывают свидетельство о поверке ИК АИИС КУЭ, к которому прилагается перечень ИК.

9.2 При отрицательных результатах поверки ИК АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации, на АИИС КУЭ (ИК) выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.