Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.17.220.20.004-2011

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС УЭ) ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-12-01

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4, общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5.

Сведения о стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** Открытым акционерном обществом «Научно-технический центр ФСК ЕЭС» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

2 **ВНЕСЕН** Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.11.2011 № 109/4

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

© НП «ИНВЭЛ», 2011

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ... 3
3.1 Термины и определения ... 3
3.2 Обозначения и сокращения ... 5
4 4 Организация эксплуатации ... 6
4.1 Общие положения ... 6
4.2 Требования к составу и содержанию документации по АИИС УЭ ... 7
4.3 Требования к эксплуатации АИИС УЭ ... 9
4.4 Требования к метрологическому обеспечению АИИС УЭ ... 9
4.5 Требования к эксплуатационному персоналу ... 12
5 Организация технического обслуживания АИИС УЭ ... 16
5.1 Общие требования к организации технического обслуживания АИИС УЭ ... 16
5.2 Виды работ по техническому обслуживанию АИИС УЭ ... 16
5.3 Перечень основных работ по техническому обслуживанию АИИС УЭ ... 19
5.4 Организация ремонта АИИС УЭ ... 23
5.5 Требования к персоналу, проводящему техническое обслуживание АИИС УЭ ... 23
6 Требования безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании ... 24
7 Вывод систем АИИС УЭ из эксплуатации ... 24
8 Утилизация оборудования АИИС УЭ ... 25
Приложение А (рекомендуемое) Форма Паспорта-протокола на информационно-измерительный комплекс в составе АИИС УЭ ... 26
Приложение Б (рекомендуемое) Форма протокола измерений вторичной нагрузки трансформатора тока ... 32
Приложение В (рекомендуемое) Форма протокола измерений вторичной нагрузки трансформатора напряжения ... 33
Приложение Г (рекомендуемое) Форма протокола измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения ... 34
Приложение Д (рекомендуемое) Форма протокола измерения погрешности электросчетчика в условиях эксплуатации на рабочем токе ... 35
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма протокола измерений и построение векторной диаграммы измерительного комплекса ... 36
Приложение И (рекомендуемое) Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформаторов тока ... 38
Приложение К (рекомендуемое) Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформатора напряжения ... 49
Приложение Л (рекомендуемое) Методические рекомендации по измерению потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения ... 60
Приложение М (рекомендуемое) Методические рекомендации по измерению погрешности электросчетчика ... 74

Приложение Н (рекомендуемое) Методические рекомендации по проверке правильности соединения электросчетчика, измерительных трансформаторов тока и напряжения, снятие, построение и анализ векторной диаграммы 81
Приложение П (рекомендуемое) Методические рекомендации по определению метрологических характеристик измерительно-информационных каналов 99
Приложение Р (рекомендуемое) Инструкция по установке и снятию специальных номерных пломб 103
Приложение С (рекомендуемое) Порядок оформления актов выполненных работ (замены, проверки электросчетчиков) 110

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС УЭ) ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-12-01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает единые нормы и требования к организации эксплуатации и технического обслуживания автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электроэнергии электростанций и трансформаторных подстанций всех классов напряжения, а также Центров сбора информации АИИС УЭ, организуемых в структурах управления генерирующими и сетевыми компаниями.

1.2 Положения настоящего стандарта предназначены для применения строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями.

1.3 Действие стандарта распространяется на следующие субъекты:

- сетевые компании;
- генерирующие компании;
- сбытовые компании.

1.4 Порядок применения настоящего стандарта субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, независимо от форм собственности, определен ГОСТ Р 1.4

1.5 Положения и нормы настоящего стандарта подлежат обязательному соблюдению другими субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, в случае, если такое требование указано в договоре (контракте) на создание системы или ее компонентов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем СТО использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Федеральный закон от 27 декабря 2002 года №184-ФЗ «О Техническом Регулировании»

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Федеральный закон от 26.06.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Постановление правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 года № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)»

Постановление правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 года № 530. «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ 1.5-2001 Стандарты межгосударственные. Правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению

ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования

ГОСТ 8.216-88 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 8.217-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ 8.584-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки

ГОСТ Р 52321-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5, 1 и 2

ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s

ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

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 12.3.019-80 Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности

СТО 70238424.17.220.20.002-2009 Измерительные трансформаторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

Примечание – При пользовании настоящим документом целесообразно проверить действие приведенных в нем ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который публикуется по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены понятия в соответствии Федеральному закону от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», термины по, ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 8.596, ГОСТ 1983, ГОСТ 7746, ГОСТ Р 52320, РМГ 29–99, СТО 70238424..27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **система учета электроэнергии автоматизированная, информационно-измерительная (АИИС УЭ):** Совокупность функционально объединенных информационно-измерительных комплексов точек учета,

информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта. АИИС УЭ по своему назначению могут подразделяться на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ).

3.1.2 **единство измерений в коммерческом учете электроэнергии:** Такое состояние измерений при организации коммерческого учета электроэнергии, при котором результаты измерений выражены в узаконенных единицах величин и погрешности измерений не выходят за установленные границы с заданной вероятностью.

3.1.3 **журнал событий:** Массив информации, формируемый устройством (счетчиком, УСПД), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени.

3.1.4 **комплекс измерительно-информационный точки измерений (учета/поставки) (ИИК):** Элемент АИИС УЭ электроустановки, включающий измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчик электрической энергии и электрические цепи между ними и выполняющий функцию измерения электрической энергии/мощности.

3.1.5 **комплекс измерительно-вычислительный (ИВК):** Функционально объединенная совокупность средств измерений, ЭВМ и вспомогательных устройств, предназначенная для выполнения в составе измерительной системы конкретной измерительной задачи.

[РМГ 29-99]

3.1.6 **комплекс информационно-вычислительный электроустановки (ИВКЭ):** Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств АИИС УЭ электроустановки (или группы электроустановок) для решения задач сбора данных от счетчиков электроэнергии ИИК, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии, а также передачи информации в Центр сбора информации субъекта.

3.1.7 **учет электрической энергии (мощности) коммерческий:** Процесс измерения количества электрической энергии и определения объема мощности, сбора, хранения, обработки, передачи результатов этих измерений и формирования, в том числе расчетным путем, данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) для целей взаиморасчетов за поставленные электрическую энергию и мощность, а также за связанные с указанными поставками услуги.

[Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»].

3.1.8 **характеристика метрологическая средств измерений:** Характеристика одного из свойств средства измерений, влияющего на результат измерений и его погрешность.

[РМГ 29-99]

3.1.9 **нормируемая метрологическая характеристика:** Метрологическая характеристика, устанавливаемая нормативным документом.
[РМГ 29-99]

3.1.10 **действительная метрологическая характеристика:** Метрологическая характеристика, определяемая экспериментально.
[РМГ 29-99]

3.1.11 **система обеспечения единого времени (СОЕВ):** Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в АИИС УЭ, выполняющая законченную функцию измерений времени, имеющая нормированные метрологические характеристики и охватывающая элементы АИИС УЭ, выполняющие функции измерения, синхронизации или поддержания времени (интервалов времени).

3.1.12 **проект технорабочий автоматизированной системы:** Комплект проектных документов автоматизированной системы, утвержденный в установленном порядке и содержащий решения в объеме технического проекта и рабочей документации автоматизированной системы.

3.1.13 **устройство сбора и передачи данных (УСПД):** Специализированный промышленный контроллер, предназначенный для работы в составе ИВКЭ АИИС УЭ и обеспечивающий сбор, обработку и хранение данных от счетчиков электроэнергии, а также формирование и передачу по каналам связи информации по запросам ИВК.

3.2 Обозначения и сокращения

АИИС – автоматизированные информационно-измерительные системы;
АИИС КУЭ – автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии;
АИИС ТУЭ – автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии;
АИИС УЭ – автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
ЗИП – запасные инструменты и принадлежности;
ИВК – информационно - вычислительный комплекс;
ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки;
ИИК – информационно-измерительный комплекс;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
ТРП – технорабочий проект;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
УСВ – устройство синхронизации времени;
УСПД – устройство сбора и передачи данных;
ЦСОД – центр сбора и обработки данных.

4 Организация эксплуатации

4.1 Общие положения

4.1.1 Эксплуатацию и техническое обслуживание АИИС УЭ на объектах энергетики организуют в соответствии с требованиями настоящего стандарта, эксплуатационной документации объектов и устройств АИИС УЭ,

4.1.2 Система эксплуатации и технического обслуживания АИИС УЭ объектов энергетики должна обеспечить бесперебойное и надежное функционирование автоматизированных систем всех уровней иерархии.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) автоматического измерения включает:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- вторичные измерительные цепи;
- счетчики электрической энергии.

На данном уровне осуществляется измерение физических величин токов и напряжений, их преобразование и расчет значения потребляемой электрической энергии, запись этих значений в память счетчиков.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включает:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- преобразователь интерфейса;
- технические средства каналов передачи данных;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) с установленным программным обеспечением.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает:

- промышленные контроллеры и/или серверы;
- модемы (модемные пулы);
- маршрутизаторы;
- УСВ (при необходимости).

4.1.3 Организация эксплуатации и технического обслуживания АИИС УЭ должна включать в себя:

- ведение технической документации;
- контроль технического состояния АИИС УЭ;
- установление периодичности осмотров;
- проведение расследований и учета нарушений в эксплуатации измерительных цепей;
- контроль соблюдения условий хранения счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, хранения ЗИП (при отсрочках монтажа);
- вывод из работы;
- утилизацию.

4.1.4 Эксплуатация и техническое обслуживание АИИС УЭ (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД) должна вестись в полном соответствии с требованиями эксплуатационной документации, межотраслевых правил по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, руководств по эксплуатации:

4.2 Требования к составу и содержанию документации по АИИС УЭ

Для объектов, оснащенных АИИС КУЭ, а также АИИС УЭ, совмещающими функции коммерческого и технического учета, должна быть сформирована и храниться следующая документация по действующей на объекте системе:

- техническое задание на создание (модернизацию) АИИС УЭ.
- комплект конструкторских документов технорабочего проекта АИИС УЭ.
- утвержденная программа и методики испытаний АИИС УЭ.
- технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих АИИС УЭ элементов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым элементом АИИС законченной технологической функции;
- руководства пользователям.
- инструкция по формированию и ведению базы данных, включающая перечни входной (массивы входной информации) и выходной информации ИВКЭ, а также выходных данных (выходные формы и документы) при наличии АРМ АИИС УЭ.
- инструкция по эксплуатации АИИС УЭ, определяющая последовательность действий персонала при выводе в проверку и вводе в работу компонентов системы с указанием способов и мест отсоединения цепей, методы и действия персонала по контролю и поддержанию эксплуатационного состояния системы, а также и при выполнении аварийно-восстановительных мероприятий.
- паспорт и формуляр АИИС УЭ (общие сведения, основные характеристики, комплектность, свидетельство о приемке, гарантийные обязательства, сведения о состоянии АИИС УЭ, сведения о рекламациях).
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных трансформаторов тока, напряжения, электросчетчиков ,УСПД, компонентов СОЕВ), по форме приложение №1 ПР 50.2.006-94 Порядок проведения поверки средств измерений, применяемых в составе АИИС УЭ.
- протоколы поверки средств измерений:

а) измерительных трансформаторов тока, в соответствии с приложением А, Б ГОСТ 8.217

б) измерительных трансформаторов напряжения, в соответствии с приложением 2, 3 ГОСТ 8.216;

в) электросчетчиков, в соответствии с приложением Б ГОСТ 8.584, по методике поверки, с учетом ГОСТ Р 52425, ГОСТ Р 52320, ГОСТ Р 52321и ГОСТ Р 52323.

- применяемые в составе АИИС УЭ (сертификаты (свидетельства) об утверждении типа средств измерений – измерительных трансформаторов тока и

напряжения, счетчиков электроэнергии, УСПД и компонентов СОЕВ, а также свидетельства о поверке ИИК (или АИИС УЭ в целом с указанием перечня измерительных каналов), кроме АИИС ТУЭ).

- сертификат (свидетельство) об утверждении АИИС УЭ (и всех входящих в состав измерительных компонентов) как типа средства измерений. К сертификату должны быть приложены: описание типа, утвержденная методика проведения испытаний и поверки (только для измерительных каналов точек поставки на оптовом и розничном рынке электроэнергии), кроме АИИС ТУЭ.

- аттестованные, аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица, методики выполнения измерений – по ГОСТ Р 8.563, в соответствии с статьей 5 Федерального Закона N102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (только для измерительных каналов точек поставки на оптовом и розничном рынке электроэнергии):

а) методика выполнения измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии.

б) методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации (методические рекомендации по измерениям приведены в приложении И);

в) методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации (методические рекомендации по измерениям приведены в приложении Ж);

г) методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения (методические рекомендации по измерениям приведены в приложении К);

д) методика выполнения измерений параметров сети, построение и анализ векторной диаграммы в условиях эксплуатации (методические рекомендации по измерениям приведены в приложении М).

- акты ревизии и маркирования средств учета электрической энергии, используемых для расчетов за получаемую/отдаваемую электроэнергию с юридическими лицами на оптовом и розничном рынке электроэнергии.

- протоколы приемо-сдаточных испытаний АИИС УЭ субъекта оптового и розничного рынка электроэнергии.

- паспорта-протоколы ИИК системы (по форме приложение А (рекомендуемое)), с обязательным приложением протоколов:

а) измерений вторичной нагрузки трансформатора тока (по форме приложения Б). Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформатора тока в условиях эксплуатации приведены в приложении Ж;

б) измерений вторичной нагрузки трансформатора напряжения (по форме приложения В). Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформатора напряжения в условиях эксплуатации приведены в приложении И;

в) измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения (по форме приложения Г). Методические рекомендации по измерению потерь напряжения в линиях присоединения

счетчика к трансформатору напряжения приведены в приложении К;

г) измерения погрешности электросчетчика в условиях эксплуатации на рабочем токе (по форме приложения Д);

д) измерений и построение векторной диаграммы измерительного комплекса (по форме приложения Е). Методические рекомендации по измерению и построению векторной диаграммы измерительного комплекса приведены в приложении М;

- паспорта, формуляры и инструкции по эксплуатации всех типов устройств, входящих в систему.

- утвержденная в установленном порядке схема размещения приборов коммерческого и технического учета электроэнергии.

- действующие исполнительные рабочие схемы электрических соединений (принципиальные, монтажные и принципиально-монтажные).

- акты выполненных работ по проверкам, заменам счетчиков. Акты установки и отчет об установке номерных пломб на средства измерений. Акты снятия и отчет о снятии и дефектовании номерных пломб.

4.3 Требования к эксплуатации АИИС УЭ

4.3.1 Эксплуатация АИИС УЭ электростанций и обслуживаемых подстанций производится дежурным персоналом объектов электроэнергетики, а необслуживаемых подстанций – ремонтными выездными бригадами АИИС УЭ.

4.3.2 Эксплуатация ИВК ЦСОД АИИС УЭ генерирующих и сетевых компаний должна производиться подразделениями АИИС УЭ этих компаний.

4.3.3 Эксплуатация ИВК ЦСОД АИИС УЭ должна производиться в соответствии с утвержденными инструкциями и регламентами и, как правило, включает:

- контроль и наблюдение за работой ИВК ЦСОД;

- контроль своевременности, полноты и достоверности данных, поступающих от АИИС УЭ объектов электроэнергетики;

- контроль состояния средств измерения АИИС УЭ объектов электроэнергетики по журналам событий;

- контроль состояния и полноты баз данных ИВК ЦСОД и обеспечения сохранности данных путем репликации баз и копирования данных на машинные носители;

- формирование и вывод на печать выходных документов;

- формирование макетов информационного обмена и передача данных оператору торговой системы, системному оператору и смежным организациям по электронной почте или иным способом.

4.4 Требования к метрологическому обеспечению АИИС УЭ

4.4.1 Метрологическое обеспечение эксплуатации и обслуживания АИИС УЭ субъектов и входящих в них АИИС УЭ объектов электроэнергетики должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596 и включает:

- разработку и аттестацию МВИ электроэнергии (мощности) и МВИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;

- метрологическую экспертизу технической документации автоматизированной системы;
- утверждение типа и испытания автоматизированной системы;
- поверку системы;
- метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и системы в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МВИ, соблюдением метрологических правил и норм.

4.4.2 Все средства измерения, входящие в ИИК – измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, а также входящие в ИВКЭ УСПД подлежат периодической поверке аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

Периодичность поверки устанавливается в соответствии с межповерочным интервалом, указанном в паспорте устройства.

Поверка производится в соответствии с требованиями ст. 13 Федерального закона от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и ГОСТ 8.009.

Результаты поверки средств измерений удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке в соответствии с требованиями Федерального закона от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

4.4.3 До момента ввода АИИС УЭ в постоянную эксплуатацию должна быть проведена метрологическая поверка элементов измерительного канала(измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке. Поверка производится в соответствии с Правилами по метрологии ПР 50.2.006-94 Порядок проведения поверки средств измерений, принятыми Приказом Госстандарта Российской Федерации от 18 июля 1994 года №125.

Результатом поверки является подтверждение пригодности средства измерений к применению или признание средства измерений непригодным к применению.

Если средство измерений по результатам поверки признано пригодным к применению, то на него или техническую документацию наносится оттиск поверительного клейма или выдается «Свидетельство о поверке».

Если средство измерений по результатам поверки признано непригодным к применению, оттиск поверительного клейма гасится, «Свидетельство о поверке» аннулируется, выписывается «Извещение о непригодности» или делается соответствующая запись в технической документации.

4.4.4 Средства измерений, входящие в ИИК технического учета - измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746 и напряжения по ГОСТ 1986, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52321, ГОСТ Р 52322, ГОСТ Р 52323 и ГОСТ Р 52425, а также входящие в ИВКЭ технического учета УСПД подлежат периодической калибровке.

Калибровка средств измерений выполняется с использованием эталонов единиц величин, прослеживаемых к государственным первичным эталонам

соответствующих единиц величин, а при отсутствии соответствующих государственных первичных эталонов единиц величин - к национальным эталонам единиц величин иностранных государств.

Метрологическая служба должна иметь средства калибровки, отвечающие требованиям нормативных документов по калибровке и соответствующие области аккредитации.

Средства калибровки должны обеспечивать передачу размеров единиц средствам измерений от соответствующих государственных эталонов. Средства калибровки должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Периодичность калибровок, как правило, устанавливается в соответствии с межповерочным интервалом, указанном в паспорте устройства. Результаты калибровки средств измерений удостоверяются калибровочным знаком, наносимым на средства измерений, или сертификатом о калибровке, в соответствии с требованиями к выполнению калибровочных работ ПР 50.2.016-94 и записью в эксплуатационных документах.

4.4.5 Результаты поверок и калибровок средств измерения заносятся в специальный журнал. Ответственность за соблюдение сроков периодических поверок и калибровок средств измерения на энергообъекте несет эксплуатирующая организация.

4.4.6 Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку.

Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений с требованиями Федерального закона от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

4.4.7 Метрологический контроль и надзор осуществляются метрологическими службами путем:

- калибровки средств измерений;
- надзора за состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами единиц величин, применяемыми для калибровки средств измерений, соблюдением метрологических правил и норм, нормативных документов по обеспечению единства измерений;
- выдачи обязательных предписаний, направленных на предотвращение, прекращение или устранение нарушений метрологических правил и норм;
- проверки своевременности представления средств измерений на поверку и калибровку.

4.5 Требования к эксплуатационному персоналу

4.5.1 К работе на объектах электроэнергетики допускаются лица старше 18 лет, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

4.5.2 Руководитель организации обязан организовать работу с персоналом согласно действующему законодательству и Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

4.5.3 Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений по выполнению норм и правил, установленных соответствующими государственными органами, в том числе по работе с персоналом, определяются распорядительными документами.

4.5.4 Другие категории персонала, включая и рабочих, осуществляют свои права, обязанности и несут ответственность в соответствии с должностными и производственными инструкциями и инструкциями по охране труда согласно действующему законодательству.

4.5.5 Обязательные формы работы с различными категориями работников:

- с руководителем структурного подразделения:

а) вводный и целевой инструктаж по безопасности труда;

б) проверка знаний правил, норм по охране труда (правил безопасности), правил технической эксплуатации, пожарной безопасности;

в) непрерывное повышение квалификации.

- с оперативными руководителями, оперативным и оперативно-ремонтным персоналом:

а) вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;

б) подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);

в) проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и других государственных норм и правил;

г) дублирование,

д) специальная подготовка;

е) контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;

ж) непрерывное повышение квалификации.

- со вспомогательным персоналом:

а) вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда;

б) проверка знаний правил, норм по охране труда;

в) пожарно-технический минимум;

г) профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

- с другими специалистами, служащими и рабочими:

а) вводный и целевой инструктажи по безопасности труда;

б) пожарно-технический минимум;

в) профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

4.5.6 Руководитель организации в соответствии с законодательством обязан организовать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров работников организации, занятых на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами.

Перечень вредных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры, и порядок их проведения определяется нормативными актами соответствующих федеральных органов.

4.5.7 Руководитель организации в соответствии с законодательством не должен допускать работников к выполнению трудовых обязанностей, не прошедших обучение, инструктаж, стажировку, проверку знаний охраны труда, обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний.

4.5.8 Подготовка специалистов и рабочих для строящихся, расширяемых, реконструируемых и технических перевооружаемых объектов должна осуществляться с опережением сроков ввода этих объектов. При определении продолжительности подготовки должны учитываться теоретическое и практическое обучение (в том числе стажировка на действующих энергоустановках), участие в пусконаладочных работах вводимого оборудования объекта.

4.5.9 Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах).

4.5.10 Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти проверку знаний правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройству электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать требования правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

4.5.11 Периодическая проверка знаний работников, не связанных непосредственно с обслуживанием действующих электроустановок

(административно-технический персонал), должна производиться не реже одного раза в три года.

Для оперативных руководителей и руководителей оперативно-ремонтного персонала периодичность проверки знаний правил и норм охраны труда должна быть не реже одного раза в год.

Периодическая проверка знаний правил и норм по охране труда (правилам безопасности) рабочих всех категорий должна производиться не реже одного раза в год.

4.5.12 Проверке подлежат:

- знания:

а) правил эксплуатации, межотраслевых правил по охране труда, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий;

б) должностных и производственных инструкций, планов (инструкций) ликвидации аварий, аварийных режимов;

в) устройства и принципов действия технических средств безопасности, средств противоаварийной защиты;

г) устройства и принципов действия оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств управления;

д) технологических схем и процессов энергопроизводства;

е) условий безопасности эксплуатации энергоустановок;

- умения:

а) пользоваться средствами защиты и оказывать первую помощь пострадавшим при несчастном случае;

б) управления энергоустановкой (на тренажерах и других технических средствах обучения).

4.5.13 Эксплуатационный персонал, обслуживающий счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, УСПД должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных режимах, а также требованиями по обслуживанию данного оборудования, представленных в местных инструкциях по эксплуатации счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД.

4.5.14 К работе по эксплуатации и обслуживанию АИИС УЭ должны допускаться лица, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности. Работа с персоналом должна производиться по утвержденным руководством энергообъекта и структурного подразделения планам.

4.5.15 В функции дежурного персонала объектов электроэнергетики должно входить:

- периодические осмотры, контроль работоспособности и состояния технических средств АИИС УЭ – счетчиков электроэнергии и УСПД в соответствии с инструкцией по эксплуатации АИИС УЭ;

- контроль наличия и состояния пломб счетчиков, испытательных коробок и УСПД;

- ведение записей о состоянии технических средств системы в

эксплуатационном журнале и журнале неполадок;

- обеспечение безопасной работы по обслуживанию и ремонту технических средств АИИС КУЭ в электроустановках объекта.

Дежурный персонал объекта должен знать методы визуальной диагностики состояния технических средств АИИС УЭ, установленных на панелях и в шкафах учета.

4.5.16 Для эксплуатации и технического обслуживания АИИС УЭ объектов и ИВК ЦСОД в зависимости от местных условий должны формироваться подразделения по обслуживанию АИИС УЭ (службы, отделы, бюро, или бригады) В их состав, как правило, должны входить:

- администратор АИИС УЭ;
- операторы или диспетчеры АИИС УЭ;
- ремонтные бригады АИИС УЭ, в том числе, выездные.

4.5.17 В функции администратора АИИС УЭ, как правило, должно входить:

- контроль и наблюдение за работой ИВК ЦСОД и АИИС УЭ объектов электроэнергетики;
- конфигурирование и необходимые настройки ИВК ЦСОД и контроль выполнения конфигурирования и настройки ИВКЭ АИИС УЭ объектов электроэнергетики;
- организация аварийных и регламентных работ на всех объектах и уровнях АИИС УЭ;
- обеспечение своевременности сбора информации с объектов электроэнергетики, полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базах данных ИВКЭ и ИВК АИИС УЭ;
- формирование и передача учетной и служебной информации оператору торговой системы, системному оператору и смежным субъектам в соответствии с установленными регламентами;
- координация и контроль работы операторов АИИС УЭ и ремонтных бригад;
- организация работ по модернизации АИИС УЭ в соответствии с корпоративными планами развития АИИС УЭ;
- участие в разработке и совершенствовании инструкций и регламентов АИИС УЭ.

4.5.18 Основные функции оператора АИИС УЭ, как правило, включают:

- контроль работоспособности ИВК ЦСОД и АИИС УЭ объектов, контроль полноты и своевременности поступления информации от объектов электроэнергетики;
- проведение аварийных и плановых работ на ИВК ЦСОД и участие в работах на АИИС УЭ объектов электроэнергетики;
- проведение работ по модернизации ИВК ЦСОД и участие в работах по модернизации АИИС УЭ объектов электроэнергетики;
- поддержание требуемого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС УЭ в соответствии с проектной документацией и местными нормами.

4.5.19 В функции ремонтных бригад АИИС УЭ входит:

- эксплуатация АИИС УЭ необслуживаемых подстанций;
- проведение аварийных и плановых ремонтных работ по ИВК ЦСОД и АИИС УЭ объектов электроэнергетики;
- проведение работ по модернизации ИВК ЦСОД АИИС УЭ и АИИС УЭ объектов электроэнергетики.

5 Организация технического обслуживания АИИС УЭ

5.1 Общие требования к организации технического обслуживания АИИС УЭ

Организация технического обслуживания АИИС УЭ – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, систем сбора и передачи данных на объектах и ЦСОД осуществляется в соответствии с требованиями настоящего стандарта, эксплуатационной документации по объектам АИИС УЭ, правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (регистрационный № 4799 от 20.06.2003 в Министерстве юстиции РФ).

Работы по замене и проверке средств учета, связанные с необходимостью нарушения защитных знаков, пломб, изменения паролей и иных видов защиты от несанкционированного доступа производятся в присутствии заинтересованных сторон. По завершению таких работ все виды защит должны быть восстановлены в установленном порядке в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения. Инструкция по установке и снятию номерных пломб приведена ниже в приложении М (рекомендуемое).

При проведении технического обслуживания и ремонта средств учетаво время работы без учета потребления (генерации) электрической энергии, объем потребленной (произведенной) электрической энергии за весь период неработоспособности измерительного канала (ИК) должен фиксироваться в соответствии с местными действующими инструкциями.

Порядок оформления актов выполненных работ (замены, проверки электросчетчиков, проверка измерительного комплекса) приведен ниже.

5.2 Виды работ по техническому обслуживанию АИИС УЭ

5.2.1 При организации эксплуатации должны быть предусмотрены следующие виды технического обслуживания:

- оперативный контроль и внешний осмотр, заключающийся в проверке работы устройств по монитору ЭВМ, по индикаторам (светодиоды) питания, по экрану ЖКИ. Этапы и виды работ при проведении внешнего осмотра приведены таблице 1;
- плановое обслуживание - периодический контроль исправной работы, тестирование устройств и проверка состояния параметров настройки, проверка надежности креплений линий связи и питающих цепей;
- внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей, заключающееся в поиске и устранении неисправностей, а также проверке

технического состояния. В течение гарантийного периода к работам привлекаются представители подрядчика или предприятия-изготовителя.

5.2.2 В процессе технического обслуживания выполняется проверка наличия и сохранности поверительных пломб на счетчике, испытательной коробке, УСПД.

Таблица 1 – Этапы и виды работ при внешнем осмотре оборудования АИИС УЭ

Наименование устройства	Этапы проведения работ	Ссылка на документ
Счетчики электроэнергии	При проведении внешнего осмотра убеждаются, что: на дисплее счетчика присутствует индикация и с интервалом в 10 секунд происходит смена показаний в соответствии с введенной программой; счетчик не имеет видимых внешних повреждений; имеется наличие всех пломб и их целостность.	Руководство по эксплуатации.
УСПД	При проведении внешнего осмотра проверяют соответствие УСПД следующим требованиям: УСПД должен быть очищен от пыли и грязи и не иметь видимых внешних повреждений корпуса и кабельных проводов; пломбы не должны быть нарушены; сетевые шнуры питания и клеммы заземления должны быть в исправном состоянии; на дисплее присутствует индикация режимов работы.	Руководство по эксплуатации.
Модемы связи	При проведении внешнего осмотра модема необходимо убедится что: модем очищен от пыли и грязи и не имеет видимых внешних повреждений корпуса и кабельных вводов; сетевые шнуры питания и интерфейсные кабели в исправном состоянии; на передней панели присутствует световая индикация.	Руководство по эксплуатации.
Антенное оборудование	При проведении внешнего осмотра необходимо убедится что: - антенна неподвижно закреплена на кронштейне и не имеет видимых перемещений; - антенна и приемо-передающий блок очищены от грязи, снега и льда, не имеют видимых внешних повреждений корпуса и кабельных вводов.	Руководство по эксплуатации.
СОЕВ	При проведении внешнего осмотра необходимо убедится, что радиоприемное устройство очищено от пыли и грязи и не имеет видимых внешних повреждений корпуса и кабельных вводов.	Руководство по эксплуатации.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	При проведении внешнего осмотра необходимо убедится что: системный блок и монитор очищены от пыли и грязи и не имеют внешних повреждений корпуса; сетевые шнуры питания и интерфейсные кабели подключены и в исправном состоянии; на передней панели присутствует сетевая индикация.	Руководство по эксплуатации.
ИБП и устройства резервированного питания	При проведении внешнего осмотра источника бесперебойного питания (ИБП) необходимо убедится что: ИБП очищен от пыли и грязи и не имеет внешних повреждений корпуса; сетевые шнуры питания и интерфейсные кабели подключены и в исправном состоянии; на передней панели присутствует сетевая индикация.	Руководство по эксплуатации.

5.3 Перечень основных работ по техническому обслуживанию АИИС УЭ

5.3.1 Комплексы работ по техническому обслуживанию компонентов АИИС УЭ включают:

- проведение профилактических осмотров интервальных приборов учета и систем сбора и передачи данных на объектах;
- систематическое наблюдение за правильностью работы (мониторинг состояния оборудования и контроль функционирования), регулярный технический осмотр и устранение возникающих неисправностей;
- выполнение планово-предупредительных (профилактических) работ направленных на поддержание в исправном состоянии интервальных приборов учета и систем сбора и передачи данных на объектах;
- проведение аварийно-восстановительного ремонта;
- контроль качества выполненных работ по ремонту оборудования;
- анализ параметров и показателей технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний;
- своевременное обеспечение ремонтных бригад материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;
- выполнение иных работ, направленных на обеспечение удовлетворительного технического состояния интервальных приборов учета и систем сбора и передачи данных на объектах;
- накопление и изучение опыта эксплуатации.

5.3.2 Перечень основных работ по техническому обслуживанию приведен в таблице 2. Организация работ на объектах предусматривает группировку работ в комплексы по номенклатуре, периодичности и времени выполнения.

5.3.3 Оптимальная периодичность, сроки работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования могут быть скорректированы при последующем пересмотре настоящего стандарта в зависимости от технического состояния объектов, местных условий и опыта эксплуатации.

5.3.4 Работы производятся ремонтными бригадами, оснащенными средствами инструментального контроля и инвентарем.

При эксплуатации системы возможны следующие внештатные ситуации:

- отказ работоспособности счетчика электрической энергии;
- отсутствие связи счетчик УСПД;
- отказ работоспособности УСПД;
- отсутствие связи УСПД-сервер сбора данных уровня ИВК;
- отказ работоспособности коммуникационного оборудования шкафа;

Указанные ситуации приводят к следующим последствиям:

- невозможность измерения электроэнергии (при отказе счетчика);
- невозможности получения информации с одного или нескольких счетчиков (при этом работоспособность счетчиков не нарушена), при отказе УСПД;
- отсутствию доступа к УСПД со стороны сервера.

Поиск неисправностей, приведших к возникновению внештатных ситуаций, осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации конкретного оборудования.

5.3.5 Порядок оформления актов выполненных работ (замены, проверки электросчетчиков) приведен в приложение П.

Таблица 2 – Перечень основных работ по техническому обслуживанию АИИС УЭ

Вид работ	Выполняемые работы	Периодичность проведения	Исполнитель
Оперативный контроль: осмотр оборудования оперативным персоналом	Внешний осмотр и проверка работы сегментов индикаторов оборудования. Контроль отсутствия кодов ошибок или предупреждений, корректности параметров (времени, даты, и др.)	На объектах с постоянным дежурством персонала: не реже одного раза в сутки. На объектах без постоянного дежурства персонала не реже одного раза в квартал	Оперативный персонал
Оперативный контроль: внеочередной осмотр оперативным персоналом	Внешний осмотр и проверка работы сегментов индикаторов оборудования. Контроль отсутствия кодов ошибок или предупреждений, корректности параметров (времени, даты, и др.)	После непредвиденного отключения оборудования	Оперативный персонал
Контроль актуальности схемы организации коммерческого учета электроэнергии на подстанции.	Проверка электрической схемы организации коммерческого учета электроэнергии на подстанции, предоставление предложений и внесение изменений, утверждение схемы.	один раз в год или при внесении изменений	Оперативный персонал
Плановое техническое обслуживание			
Планово-предупредительные работы информационно-измерительного комплекса	Проверка наличия и содержания документации: свидетельства, протоколы о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, паспорта-протоколы на ИК	один раз в 4 года	Обслуживающий персонал
	Проверка механической защиты счетчиков: наличие пломб, целостность корпуса.	Оперативный персонал: один раз в месяц; обслуживающий персонал: один раз в полгода	Оперативный персонал, обслуживающий персонал
	Проверка работы всех сегментов индикаторов, отсутствия кодов ошибок или предупреждений, проверка прокрутки параметров в заданной последовательности	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Проверка защиты	один раз в год	Обслуживающий

Вид работ	Выполняемые работы	Периодичность проведения	Исполнитель
	информации на программном уровне (паролей на счетчиках)		персонал
	Проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют с помощью переносного компьютера через оптопорт или цифровой интерфейс.	один раз в год	Обслуживающий персонал
Проверка схемы включения средств учета с графическим построением векторной диаграммы	Проверка правильности подключения счетчика к цепям тока и напряжения	один раз в год или при необходимости	Обслуживающий персонал
	Проверка правильности последовательности чередования фаз с помощью вольтамперфазометра в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по эксплуатации ВАФ. Графическое построение векторной диаграммы	один раз в год или при необходимости	Обслуживающий персонал
Планово-предупредительные работы цепей питания	Тестирование источников бесперебойного питания (УСПД)	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Проверка систем резервирования питания (блока дополнительного питания) счетчика	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Проверка наличия заземления оборудования согласно проектной документации, проверка сопротивления цепи заземления между оборудованием и контуром заземления.	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
Планово-предупредительные работы элементов ИВКЭ и коммуникационных устройств	Проверка соответствия условий эксплуатации оборудования требованиям технической документации, контроль эксплуатационного состояния (внешний осмотр), проверка состояния контактных соединений и подключений, кабельных соединений шкафов УСПД	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Проверка механической	Оперативный	Оперативный

Вид работ	Выполняемые работы	Периодичность проведения	Исполнитель
	защиты от несанкционированного доступа и пломбирования: промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; клеммных рядов панелей; испытательной коробки; УСПД	персонал: проверка – при внешнем осмотре; обслуживающий персонал: один раз в полгода	персонал, обслуживающий персонал
	Проверка работоспособности УСПД с помощью ПЭВМ, резервирование параметров и конфигурационных файлов контроллера.	один раз год или при изменении программного обеспечения или конфигурации	Обслуживающий персонал
	Проверка установленных коэффициентов трансформации и параметров контролируемых величин	один раз год или при изменении программного обеспечения или конфигурации	Обслуживающий персонал
	Проверка условия невозможности параметрирования УСПД без снятия защитной пломбы и вводе пароля	один раз год или при изменении конфигурации	Обслуживающий персонал
	Проверка защиты информации на программном уровне (наличие паролей на УСПД)	один раз в год	Обслуживающий персонал
	Корректировка (обновление) программы УСПД	В случае необходимости при обновлении ПО производителем	Обслуживающий персонал
	Проверка работоспособности приемо-передающего оборудования, оценка уровня и качества принимаемого сигнала	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Визуальный осмотр состояния антенного оборудования и кабельных трасс	один раз в полгода	Обслуживающий персонал
	Настройка антенного оборудования	По факту, при необходимости	Обслуживающий персонал
Проведение диагностики АРМ станции	Тестирование АРМ с помощью специализированного программного обеспечения (ПО)	один раз год или при изменении ПО (при необходимости)	Обслуживающий персонал

Вид работ	Выполняемые работы	Периодичность проведения	Исполнитель
	Обновление специализированного ПО	при изменении ПО (при необходимости)	Обслуживающий персонал
Удаленный мониторинг работоспособности оборудования АИИС УЭ	Проверка журнала регистрации событий УСПД: изменения параметров; пропадания напряжения; коррекции времени в УСПД	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
	Проверка журнала регистрации событий счетчика: изменения параметров; пропадания напряжения; коррекции времени в счетчике	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
	Тестирование работоспособности (доступности по каналам связи) преобразователей интерфейсов	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
	Тестирование работоспособности УСПД	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
	Тестирование работоспособности модема связи	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
	Проверка соответствия системного времени (УССВ)	ежедневно	Обслуживающий персонал ЦСОД
Внеплановое обслуживание, аварийно-восстановительные работы при возникновении неисправностей			
Аварийно-восстановительные работы	Вызов представителя предприятия изготовителя, представителей Генерального подрядчика (Исполнителя)	По факту возникновения события, до сдачи АИИС УЭ в промышленную эксплуатацию	Обслуживающий персонал
	Восстановление удаленного опроса АИИС УЭ с выездом на подстанции	По факту возникновения события	Обслуживающий персонал
	Ремонт (замена) интервальных средств учета в составе АИИС УЭ с оформлением «Актов проверки правильности подключения счетчиков электрической энергии»	По факту возникновения события	Обслуживающий персонал
	Ремонт (замена), программирование и настройка оборудования хранения и передачи данных в составе АИИС УЭ	По факту возникновения события	Обслуживающий персонал

Вид работ	Выполняемые работы	Периодичность проведения	Исполнитель
	Предварительное (первичное) программирование оборудования, входящего в комплект ЗИП (аварийный запас)	При формировании и поставке ЗИП (аварийный запас)	представители Исполнителя (Генерального подрядчика)
	Организация ремонта (отправка производителю и доставка обратно) вышедшего из строя оборудования ИИК, ИВКЭ (кроме измерительных ТТ и ТН).	По факту возникновения события	Генеральный подрядчик/ обслуживающий персонал
	Выработка рекомендаций по пополнению (изменению) состава ЗИП исходя из условий и опыта эксплуатации	При необходимости	Обслуживающий персонал
Метрологическое обеспечение			
	Периодическая поверка трансформаторов тока (ТТ)	В соответствии с МПИ на ТТ	Обслуживающий персонал
	Периодическая поверка трансформаторов напряжения (ТН)	В соответствии с МПИ на ТН	Обслуживающий персонал
	Периодическая аттестация МВИ	один раз в четыре года	Обслуживающий персонал
	Периодическая паспортизация измерительных каналов	один раз в четыре года	Обслуживающий персонал
	Периодическая поверка измерительных каналов	один раз в четыре года	Обслуживающий персонал
	Периодическая проверка погрешности счетчиков	один раз в год	Обслуживающий персонал
	Периодическая поверка счетчиков	В соответствии с МПИ на счетчик	Обслуживающий персонал
	Внесение изменений в описание типа	При необходимости	Обслуживающий персонал

5.4 Организация ремонта АИИС УЭ

5.4.1 Работы по ремонту и техническому обслуживанию проводятся по типовым технологическим картам производства работ. Типовые технологические карты содержат: состав бригады и квалификацию исполнителей, нормы времени, особые условия проведения работы, необходимые защитные средства, техническое оснащение, в том числе комплектующие изделия и материалы, приспособления, инструмент, инвентарь, описание и последовательность выполнения операций, график выполнения работы.

5.4.2 Все оборудование АИИС УЭ, измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, УСПД, оборудование связи – в силу своей специфичности, не ремонтируются на месте эксплуатации. Поэтому на обслуживаемых и необслуживаемых подстанциях ЗИП оборудования должен быть централизованным (хранение ЗИПа на централизованном складе), а на крупных объектах и станциях электроэнергии ЗИП может быть местным (хранение ЗИПа на складах электростанции).

5.5 Требования к персоналу, проводящему техническое обслуживание АИИС УЭ

5.5.1 Техническое обслуживание АИИС УЭ (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД) должно производиться специализированными ремонтными предприятиями.

5.5.2 Персонал, проводящий техническое обслуживание АИИС УЭ, обязан знать руководства по эксплуатации заводов-изготовителей счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД.

5.5.3 Персонал объекта электроэнергетики поддерживает все СИ, а также информационно-измерительные системы, в том числе входящие в состав АИИС УЭ в исправном состоянии и постоянной готовности к выполнению измерений.

5.5.4 Персонал обязан соблюдать требования Правил безопасности, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

5.5.5 Каждый работник, в случае нарушения Правил безопасности, должен немедленно сообщить вышестоящему руководителю о всех замеченных им нарушениях в работе трансформаторного оборудования.

5.5.6 Для персонала, проводящего техническое обслуживание АИИС УЭ (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД), должны быть разработаны должностные инструкции.

5.5.7 Персонал, проводящий техническое обслуживание АИИС УЭ (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД) должен иметь подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала.

5.5.8 К работам по техническому обслуживанию АИИС УЭ должны допускаться лица, не имеющие противопоказаний медицинского характера и группу по электробезопасности не ниже II.

5.5.9 Каждый работник, проводящий техническое обслуживание АИИС УЭ в пределах своей должностной инструкции обязан знать оборудование, правила техники безопасности и пожарной безопасности.

5.5.10 Каждый работник обязан строго соблюдать трудовую и оперативно-техническую дисциплину, правила техники безопасности, пожарной безопасности, трудового распорядка, содержать в чистоте и порядке свое рабочее место.

5.5.11 Выбор организаций, обеспечивающих монтаж, наладку, сервисное обслуживание, осуществляется заказчиком на тендерной основе. Для проведения тендера заказчик направляет запрос установленной формы в организации претендующих на участие в работах по монтажу, наладке и сервисному обслуживанию счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД.

5.5.12 Ремонтные организации, осуществляющие ремонт счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД, подведомственных органам государственного контроля и надзора, должны иметь разрешение (лицензию) на право производства ремонтных работ в случаях предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации.

6 Требования безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании

6.1 Все работы должны выполняться в соответствии с межотраслевыми правилами по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

6.2 Персонал должен знать и соблюдать требования пожарной безопасности при выполнении работ по эксплуатации и техническому обслуживанию АИИС УЭ. При возникновении пожара немедленно сообщать вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара и приступить к его ликвидации имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

7 Вывод систем АИИС УЭ из эксплуатации

7.1 Вывод систем и оборудования связи из эксплуатации производится на основании технико-экономического анализа с учетом результатов технического освидетельствования.

7.2 Основанием для вывода оборудования из эксплуатации является протокол экспертной комиссии по причине физического износа или как не подлежащего восстановлению.

7.3 В состав и содержание работ по выводу системы из эксплуатации входит:

- обследование объекта и обоснование необходимости вывода АИИС УЭ из эксплуатации;

- обобщение и анализ полученной информации о ее работоспособности, состоянии технических и программных средств, о ее способности выполнять заданные функции;
- оценка возможности использования технических и программных средств АИИС УЭ на других объектах субъекта или реализации технических и программных средств другим организациям;
- оформление решения о выводе АИИС из эксплуатации;
- рассылка уведомлений о принятом решении заинтересованным организациям;
- разработка, оформление и утверждение документов по выводу системы из эксплуатации – требований и плана мероприятий, включая обеспечение сохранности накопленной информации сроком не менее трех с половиной лет.
- выполнение мероприятий в соответствии с планом;
- оформление документов для списания, реализации, передачи, утилизации, ликвидации технических и программных средств АИИС УЭ;
- оформление и подписание Акта вывода АИИС УЭ из эксплуатации.

7.4 Если процесс вывода из эксплуатации проводится в связи с вводом в действие новой автоматизированной системы, то для перехода к новой системе должна быть предусмотрена параллельная эксплуатация прежней и новой систем сроком не менее трех месяцев.

8 Утилизация оборудования АИИС УЭ

8.1 Утилизации подлежат только списанные в установленном порядке системы и оборудование АИИС УЭ.

8.2 Ответственность за организацию и проведение утилизации систем и оборудования возлагается на эксплуатирующую организацию или лицо, которые обязаны организовать и провести демонтаж и утилизацию списанных систем АИИС УЭ с соблюдением необходимых мер безопасности.

8.3 Оценка соответствия процессов эксплуатации и утилизации систем АИИС УЭ требованиям, установленным действующими техническими регламентами, проводится органами государственного контроля (надзора).

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма Паспорта-протокола на информационно-измерительный комплекс в составе АИИС УЭ

ПАСПОРТ-ПРОТОКОЛ № ___
на информационно-измерительный комплекс
в составе АИИС УЭ _____

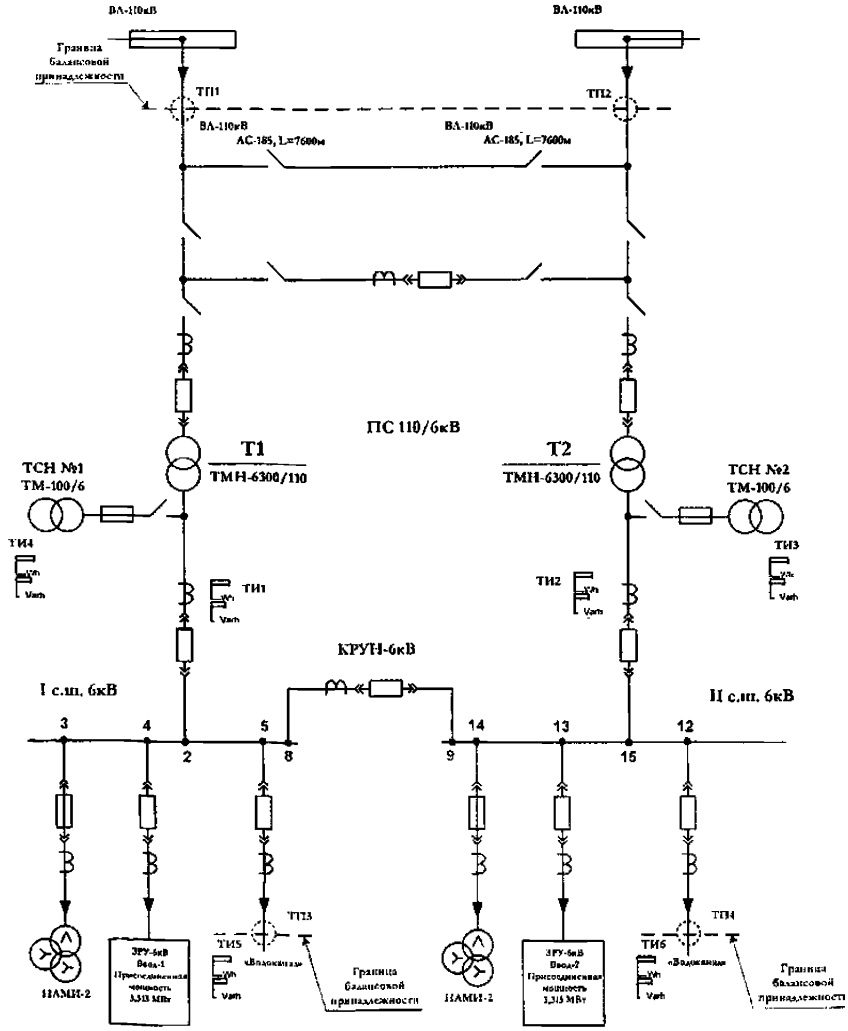
1._____

наименование объекта (с указанием номера подстанции)

_____

наименование присоединения

2. Однолинейная электрическая схема присоединения.



3. Дата ввода комплекса в эксплуатацию: «___» _____ 20__ г.

4. Основные паспортные и эксплуатационные данные:

4.1. Счетчики электрической энергии:

Место установки: _____

Вид учета	*Расчёт*	Вид энергии	*A/R*
Тип	*СЭТ-4ТМ.03.01*	Зав. номер	*05113616*
Напряжение	*3x57,7/100 В*	Ном. (макс.) ток	*5 (7,5) А*
Класс точности для акт. энергии	*0,5*	Класс точности для реакт. энергии	*1*
Количество тарифов	*Многотарифный от СОЕВ*	Номер в Госреестре	
Часы счетчика синхронизируются		Межповерочный интервал	*10*
Дата поверки	*2 кв.2008*	Номера пломб с указанием организаций, поставивших пломбы	*002567; 8750818 (ИК); Наклейка б/н; НО 17447 (ИК)*
Схема включения	*Трёхэлементная (средний элемент включён на сумму токов фазы А и С)*		
Расхождение показаний счетчика по акт. электроэнергии (в %) с образцовым прибором при нагрузке %	*Протокол, по форме приложения Д*	Расхождение показаний счетчика по реакт. электроэнергии (в %) с образцовым прибором	*Протокол, по форме приложения Д*
Вид механической защиты от санкционированного доступа	*Пломбирование*	Температурный режим эксплуатации счетчика требованиям технического паспорта (не) соответствует.	*Соответствует*

Протокол № ___ измерения и построение векторной диаграммы ИК.

Протокол № ___ определения погрешности электросчетчика на месте эксплуатации, по каждому измерительному каналу (A/R).

Свидетельство о поверке электросчетчика от _____ № _____

4.2. Трансформаторы тока:

Место установки: _____

Трансформаторы тока установлены на границе сетей потребителя и энергоснабжающей организации.

Обозначение фаз	Наименования показателей и их значения					
А	Тип	*ТЛМ-10*	Зав. №	*4393*	Кл. точ. изм. обм.	*0,5*
	Коэф. Тр	*600/5*	Номинальная нагрузка, ВА	*10*	Фактическая нагрузка, ВА	*5*
	Госреестр №	*2473-05*	Дата последней поверки	*17.01.2005*	Межповерочный интервал, мес	*60*
В	Тип		Зав. №		Кл. точ. изм. обм.	

	Коэф. Тр		Номинальная нагрузка, ВА		Фактическая нагрузка, ВА	
	Госреестр №		Дата поверки		Межповерочный интервал, мес	
С	Тип	*ТЛМ-10*	Зав. №	*4375*	Кл. точ. изм. обм.	0,5
	Коэф. Тр	*600/5*	Номинальная нагрузка, ВА	*10*	Фактическая нагрузка, ВА	5
	Госреестр №	*2473-05*	Дата последней поверки	*17.01.2005*	Межповерочный интервал, мес	60

Свидетельство о поверке трансформатора тока, фаза А, от _____ № _____.

Свидетельство о поверке трансформатора тока, фаза С, от _____ № _____.

Протокол № __ измерения вторичной нагрузки трансформаторов тока.

4.3. Трансформаторы напряжения:

Место установки: ПС 110/10 кВ Узловая, КЛ-10 кВ, 1 с.ш.

Обозначение фаз	Наименование показателей и их значения					
А	Тип	*НАМИ-10 У2*	Зав. №	*2183*	Класс точности.	*0,5*
	Коэф. Тр	*10000/100*	Доп. нагрузка (трехфазн.), ВА	*150*	Фактическая нагрузка, ВА	*86*
	Госреестр №	*11094-87*	Дата последней поверки	*26.09.2006*	Межповерочный интервал, мес	*60*
В	Тип	*НАМИ-10 У2*	Зав. №	*2183*	Класс точности.	*0,5*
	Коэф. Тр	*10000/100*	Доп. нагрузка (трехфазн.), ВА	*150*	Фактическая нагрузка, ВА	*86*
	Госреестр №	*11094-87*	Дата последней поверки	*26.09.2006*	Межповерочный интервал, мес	*60*
С	Тип	*НАМИ-10 У2*	Зав. №	*2183*	Класс точности.	*0,5*
	Коэф. Тр	*10000/100*	Доп. нагрузка (трехфазн.), ВА	*150*	Фактическая нагрузка, ВА	*86*
	Госреестр №	*11094-87*	Дата последней поверки	*26.09.2006*	Межповерочный интервал, мес	*60*

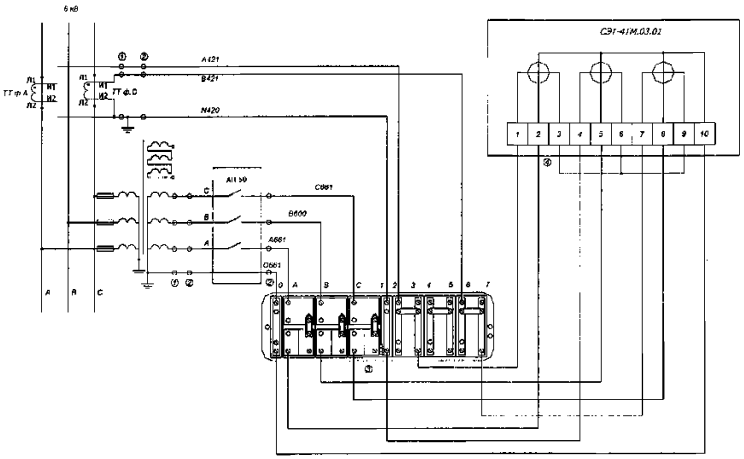
Свидетельство о поверке трансформатора напряжения, фаза А от ____ № _____.

Свидетельство о поверке трансформатора напряжения, фаза В от ____ № _____.

Свидетельство о поверке трансформатора напряжения, фаза С от ____ № _____.

Протокол № __ измерения вторичной нагрузки трансформатора напряжения.

5. Схема соединения измерительных цепей (с указанием маркировки проводов, наименования сборок, выводов приборов):



Значение потерь напряжения от трансформатора напряжения до счетчика:

Потери напряжения от ТН до счетчика:

Допустимое значение	*0,25 %*
Фактическое значение	*0,10 %*

Протокол измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения от _____ № _____

6. Наличие и технические характеристики измерительных приборов, датчики телеметрии, вспомогательных аппаратов, промежуточных клеммников вторичных (измерительных) цепей.

6.1. Измерительные приборы:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, класс точности_____ зав. №_____.

6.2. Датчик ТМ

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный (ток/напряжение) _____, класс точности_____ зав. №_____.

6.3. Другие устройства в измерительных цепях _____

6.4. Автоматические выключатели:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, тип защиты (уставка) _____ зав. №_____.

6.5. Предохранители:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, ток плавкой вставки _____

6.6 Перечень промежуточных клеммников и сведения о защите от несанкционированного доступа (пломбы, марки и т.п.)_____

7. Информационно-измерительная система (УСПД):

Тип _____, № _____, другие данные _____

8. Погрешность ИИК (расчетная) _____

_____

9. Дата, вид поверки элементов комплекса:

9.1 Трансформаторы тока:

Свидетельство о поверке от _____ №_____

9.2 Трансформаторы напряжения:

Свидетельство о поверке от _____ №_____

9.3. Электросчетчик(и):

Свидетельство о поверке от _____ №_____

9.4 Вторичные цепи:

Протокол измерений вторичной нагрузки ТТ и ТН от ____ № ____

Протокол измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения от ___ №_____

Протокол измерения погрешности электросчетчика от ___ № ____

Протокол измерений и построение векторной диаграммы ИК от __ № ___

10. Перечень выполненных работ на момент составления паспорта-протокола:_____

11. Перечень приборов применявшихся при проведении ревизии ИИК:

Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Класс точности	Дата очередной поверки

12. Реквизиты Программы (методики), по которой проводились измерения:

- Стандарт предприятия № ___. Методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации.
- Стандарт предприятия № ___. Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации.
- Стандарт предприятия № ___. Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения.

Подписи ответственных лиц:

_____ / /

_____ / /

Дата заполнения

_____
Примечание – В данной форме схемы и значения показателей, выделенные курсивом указаны для примера.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений вторичной нагрузки трансформатора тока

ПРОТОКОЛ № __
измерений вторичной нагрузки трансформатора тока

1. Наименование объекта _____
2. Наименование присоединения _____
3. Результаты измерений:

Фаза	Тип ТТ	Кл. точн. обмотки	Завод. номер	Коэф-т трансф.	Допустимая нагрузка		Фактическая нагрузка	
					Ом	VA	Ом	VA
A								
B								
C								

4. Средства измерения:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

5. Условия выполнения измерений:

Температура, °С Относительная влажность, %

6. Методика измерений

Стандарт предприятия № _____, от «___» _____ 20__. Методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации.

7. Заключение:

Фактическая вторичная нагрузка ТТ _____
(соответствует, не соответствует нормативным
_____
требованиям; ТТ перегружен, недогружен (указать фазы))

Измерения провели:

_____ / /
_____ / /

Дата проведения измерений

_____

Приложение В
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений вторичной нагрузки трансформатора напряжения

ПРОТОКОЛ № __
измерений вторичной нагрузки трансформатора напряжения

1. Наименование объекта _____
2. Наименование присоединения _____
3. Результаты измерений:

Фаза	Тип ТН	Кл. точн. обмотки	Завод. номер	Коэф-т трансф.	Допустимая нагрузка VA	Фактическая нагрузка VA	Потери напряжения до счетчика %, от номинала
A							
B							
C							

4. Средства измерения:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

5. Условия выполнения измерений:

Температура, °С Относительная влажность, %

6. Методика измерений

Стандарт предприятия № _____, от «___» _____ 20__. Методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформатора напряжения в условиях эксплуатации.

7. Заключение:

Фактическая мощность нагрузки _____
(соответствует, не соответствует ГОСТ 1983;

_____
ТН перегружен, недогружен (указать фазы))

Измерения провели:

_____ / /
_____ / /

Дата проведения измерений

_____

Приложение Г
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

ПРОТОКОЛ № __
измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

1. Наименование объекта _____
2. Наименование присоединения _____
3. Трансформатор напряжения _____ _____ _____ _____
(Тип) (Номер) (Год выпуска) (Класс точности)
4. Счетчик электроэнергии _____ _____ _____ _____
(Тип) (Номер) (Год выпуска) (Класс точности)
5. Результаты измерений:

Относительные потери напряжения, %			Погрешность измерений потерь напряжения, %
Допускаемые	Фактические в фазах		
	a	b	c

6. Использованные средства измерений:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

7. Условия выполнения измерений:

Температура, °С	Относительная влажность, %

8. Заключение:

Потери напряжения _____
(соответствуют, не соответствуют каким требованиям,
_____
указать фазу)

Измерения провели:

_____ / /
_____ / /

Дата проведения измерений

_____

Приложение Д
(рекомендуемое)
Форма протокола измерения погрешности электросчетчика в условиях эксплуатации на рабочем токе

ПРОТОКОЛ № __
измерения погрешности электросчетчика

1. Наименование объекта_____
2. Наименование присоединения _____
3. Счетчик электроэнергии:

Тип счетчика	Заводской № счетчика	Ток, А	Напряжение, В	Класс точности	Дата госповерки	Номер в Госреестре

4. Результаты измерений:

Показания		Направление энергии		Погрешность, %
Актив	Реактив	прием	отдача	Актив Реактив

5. Средства измерения:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

6. Условия выполнения измерений:

Температура, °С	Относительная влажность, %

7. Заключение:

Измеренная погрешность электросчетчика _____

(соответствует/не соответствует п. 8 ГОСТ Р 52323, ГОСТ Р 52323, ГОСТ Р 52425)

Измерения провели:

_____ / /

_____ / /

Дата проведения измерений

_____

Приложение Ж
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений и построение векторной диаграммы измерительного комплекса

ПРОТОКОЛ № __
протокола измерений и построение векторной диаграммы измерительного комплекса

1. Наименование объекта:_____
2. Наименование подстанции:_____
3. Наименование присоединения _____
4. Измерительный комплекс:

Вид учета: _____

Вид энергии: _____

Схема включения: _____

Измерительные трансформаторы:

Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Расчетный
Тип	Номер	$K_{тр.}$	Тип	Номер	$K_{тр.}$	коэффициент

Счетчик(и) электрической энергии:

Напр. учета	Вид энергии	Тип счетчика	Номер счетчика	Класс точности	Кол-во тарифов	Ток, А	Напряжение, В	Гос. поверка

5. Векторная диаграмма:

5.1. Чередование фазных напряжений (не) прямое, в последовательности A,B,C.

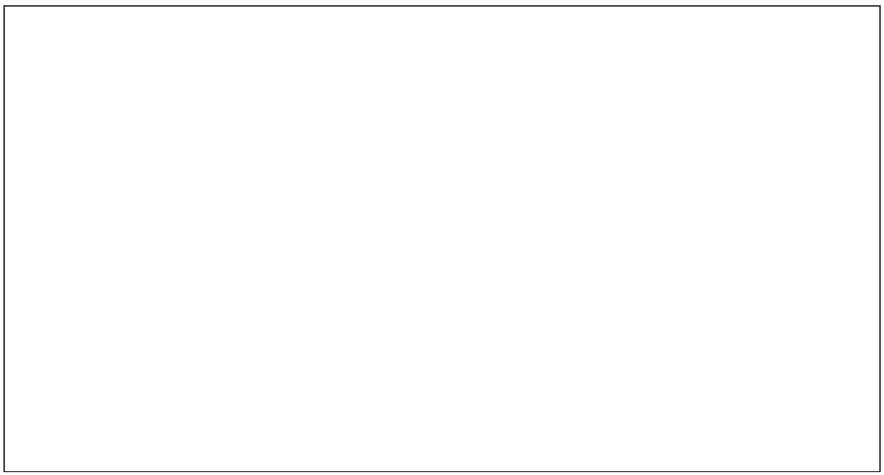
5.2. Параметры электрической сети необходимые для построения и анализа векторной диаграммы:

Параметр	Фаза 1	Фаза 2	Фаза 3
I, мА			
$U_ф$, В			
$U_{мф}$, В			

5.3. Параметры для построения векторной диаграммы определенные вольтамперфазометром, относительно линейного вектора U_{ab},:

Параметр	*IA*	*(IB)I0*	*IC*
Ток, А			
U_{AB}^I*			
Напряжение, В	(*Ua*) *Uab*=	(*Ub*) *Ubc*=	(*Uc*) *Uca*=

5.4. Векторная диаграмма:



Опорный вектор: U_{ab}

6. Средства измерения:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

7. Заключение (анализ векторной диаграммы): _____

_____

_____

Измерения провели:

_____ / /

_____ / /

Дата проведения измерений

_____

Приложение И
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформаторов тока

И.1 Общие положения

Настоящие рекомендации предназначены для измерения в условиях эксплуатации вторичной нагрузки стационарных электромагнитных измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746 в диапазоне от 0,01 до 100 Ом или в диапазоне от 0,01 до 500,00 В·А.

И.2 Метод измерений

И.2.1 Измерения вторичной нагрузки трансформаторов тока (ТТ) выполняют методом «вольтметра-амперметра» без разрыва вторичных цепей трансформаторов тока.

И.2.2 Вторичная нагрузка ТТ согласно ГОСТ 7746 характеризуется полным сопротивлением внешней вторичной цепи ТТ, выраженным в Омах, либо кажущейся (полной) мощностью, выраженной в вольт-амперах и потребляемой этой цепью при данном коэффициенте мощности и номинальном вторичном токе.

И.2.3 Вторичную нагрузку ТТ Z_2, Ом, определяют по формуле:

$$Z_2 = \frac{U_2}{I_2}, \qquad (И.1)$$

где U_2 и I_2 – измеренные во вторичной обмотке ТТ действующие значения соответственно напряжения (в Вольтах), и тока (в Амперах).

И.2.4 Вторичную нагрузку ТТ S_2, Вольамперах, определяют по формуле:

$$S_2 = I_{2ном}^2 \cdot Z_2 = I_{2ном}^2 \cdot \frac{U_2}{I_2}, \qquad (И.2)$$

где $I_{2ном}$ – номинальный вторичный ток ТТ, в Амперах, указанный в паспорте ТТ.

И.2.5 Выбор формулы для расчета (И.1) или (И.2) определяют формой задания номинальной нагрузки в паспорте ТТ. При этом согласно ГОСТ 7746:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}. \qquad (И.3)$$

И.2.6 Измерения тока без разрыва контролируемого токопровода выполняют при помощи токосъемных клещей ТКП (см. рисунок И.1), входящей в комплект прибора вольтамперфазометра (см. таблицу И.1).

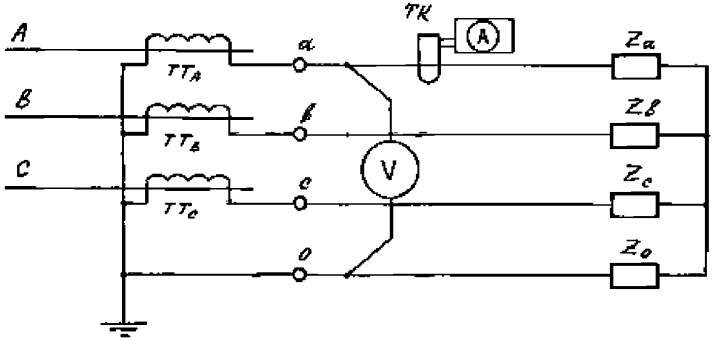
И.2.7 Измерения вторичной нагрузки ТТ, соединенных в звезду и неполную звезду, следует выполнять по схемам в соответствии с рисунком И.1.

И.2.7.1 При определении вторичной нагрузки каждого ТТ в схеме звезды (см. рисунок И.1, *а)*) в формулу (И.1) подставляют результаты измерений напряжений между каждым из фазных проводов и нулевым проводом $U_2 = U_{a0}$, или U_{b0}, или U_{c0} и токов фаз $I_2 = I_a$ или I_b, или I_c соответственно и вычисляют вторичные нагрузки Z_{a0}, $Z_{в0}$ и Z_{c0}, Ом, по формулам:

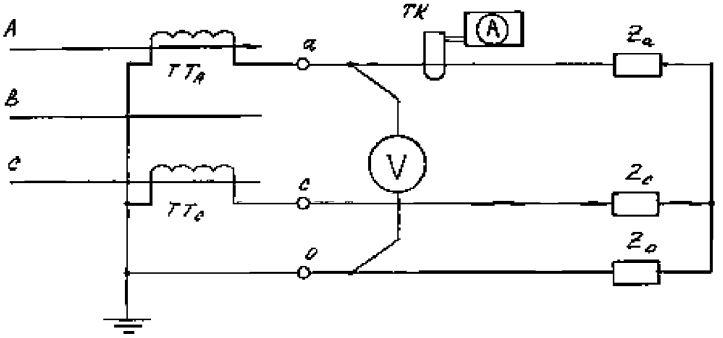
$$Z_{a0} = \frac{U_{a0}}{I_a}; \qquad Z_{b0} = \frac{U_{b0}}{I_b}; \qquad Z_{c0} = \frac{U_{c0}}{I_c}. \qquad (И.4)$$

И.2.7.2 Для схемы неполной звезды (см. рисунок И.1, *б)*) вычисляют только вторичные нагрузки Z_{a0} и Z_{c0} согласно И.2.7.1.

И.2.7.3 При определении вторичной нагрузки ТТ *S*, ВА, необходимо знать паспортное значение номинального вторичного тока $I_{2ном}$ каждого ТТ.



а) три ТТ, соединенные в звезду



б) два ТТ, соединенные в неполную звезду

TT_A, TT_B, TT_C – трансформаторы тока в фазах *A, B, C*; Z_a, Z_b, Z_c, Z_o – полные сопротивления вторичной нагрузки в фазах *a, b, c* и в нулевом проводе соответственно; А – прибор в режиме измерений тока; ТК – токосъемные клещи; V – вольтметр

Рисунок 1 – Схемы измерений вторичной нагрузки

И.2.7.4 Для трех ТТ одного типа, соединенных по схеме звезды (см. рисунок 1а), вторичные нагрузки, ВА, с учетом формулы (2) и результатов измерений напряжений и токов по И.2.7.1 определяют по формулам:

$$S_{2a} = I_{2ном}^2 \cdot \frac{U_{a0}}{I_a}; \qquad S_{2b} = I_{2ном}^2 \cdot \frac{U_{b0}}{I_b}; \qquad S_{2c} = I_{2ном}^2 \cdot \frac{U_{c0}}{I_c}. \qquad (И.5)$$

И.2.7.5 Для двух однотипных ТТ, соединенных в схему неполной звезды (см. рисунок И.1 *б)*), согласно И.2.7.4 определяют вторичную нагрузку S_{2a} и S_{2c}.

И.2.7.6 Определение вторичной нагрузки ТТ при совместном подключении цепей измерений и защиты к общей вторичной обмотке ТТ выполняют методом «вольтметра-амперметра» с разъединением нагрузок и обмоток ТТ при питании цепей вторичной нагрузки от постороннего источника тока в соответствии с

«Инструкцией по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты».

И.3 Средства измерений, вспомогательные устройства

При выполнении измерений целесообразно использовать средства измерений с метрологическими характеристиками приведенными в таблице И.1

Таблица И.1

Наименование измеряемой величины	Наименование и тип СИ	Метрологические характеристики
Переменный ток	Вольтамперфазометр	Диапазон измерений от 0 до 10 А; Предел основной погрешности ±0,4 %
Напряжение переменного тока	Вольтметр универсальный цифровой	Диапазон измерений от 10^{-5} до 300 В; пределы поддиапазонов измерений $U_К$ 0,2; 2; 20; 200, В Предел основной погрешности±(0,40 + 0,05 $U_К/U_Х$), %
Температура окружающего воздуха	Термометр	Диапазон измерений от минус 10 до плюс 40°С; цена деления шкалы 1°С Предел абсолютной погрешности: ±1 °С
Примечания: 1 Допускается применение других типов СИ из числа внесенных в Госреестр СИ, обеспечивающих измерения вторичной нагрузки ТТ с приписанной характеристикой погрешности измерений (Границы допускаемой относительной погрешности измерений вторичной нагрузки ТТ по данной МВИ составляют ± 25 % при доверительной вероятности Р = 0,95 (приписанная характеристика погрешности измерений). 2 Типы СИ с для измерений переменного тока и напряжения следует выбирать с учетом наличия или отсутствия выводов сети питания напряжением 220 В в местах выполнения измерений.		

И.4 Подготовка к выполнению измерений

И.4.1 При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы.

И.4.1.1 Подготавливают перечень проверяемых ТТ, принципиальные и монтажные схемы включения ТТ и их вторичных цепей.

И.4.1.2 Проверяют наличие документов (паспорт-протокол, инструкции по обслуживанию ТТ и их вторичных цепей и др.), подтверждающих положительные результаты проверок технического состояния ТТ и их вторичных цепей.

И.4.1.3 Целесообразно провести ориентировочный расчет вторичной нагрузки Z_2 и/или S_2 проверяемых ТТ, в соответствии с методикой расчета (форма приведена ниже) по данным И.4.1.1.

И.4.1.4 По результатам работы, полученным в И.4.1.1 – И.4.1.3, проводят корректировку перечня проверяемых ТТ и заполняют форму рекомендуемую таблицу И.2.

Таблица И.2 – Рекомендуемая форма таблицы для учета результатов измерений

Наименование присоединения	Тип, номер, год выпуска ТТ*	Номинальная** вторичная нагрузка		Схема соединения	Параметр кабеля от шкафа зажимов ТТ до панели приборов, преобразователей			Расчетное значение вторичной нагрузки	
		$S_{2ном}$,	$Z_{2ном}$,		Материал	Длина	Сечение,	Z_2,	S_2,

		ВА	Ом		(марка) провода	, м	мм^2	Ом	ВА
Примечания: * Записывают также класс точности, значение номинального тока $I_{2ном}$ и т.д. ** По паспорту ТТ при этом $Z_{2ном}$ определяют по формуле (И.3).									

И.4.1.5Проверяют комплектность ТТ и вторичных цепей на месте эксплуатации, а также соответствие данных, указанных на табличке ТТ, аналогичным данным в его эксплуатационной документации.

И.4.1.6Проверяют состояние и целостность изоляции, маркировку и состояние выводов обмоток ТТ, вторичных цепей; затяжку и состояние контактных (резьбовых) соединений, наличие необходимых пломб, клейм, этикеток; надежность заземлений выводов обмоток, вторичных цепей; отсутствие влаги и масла на выводах вторичных обмоток ТТ.

И.4.2 Проводят подготовку рабочих мест для выполнения измерений с учетом мер безопасности, в том числе указанных в эксплуатационной документации СИ, ТТ.

И.4.3 При подготовке т СИ к измерениям проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке (калибровке) СИ.
- подготовку и настройку режимов работы СИ согласно их эксплуатационной документации.

И.4.4 Подготавливают формы записи результатов измерений и вычислений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с таблицей И.3 (рекомендуемая форма).

Таблица И.3 – Рекомендуемая форма таблицы для учета результатов измерений

Наименование присоединения, обозначение ТТ	Измеренное значение						Фактическая вторичная нагрузка ТТ					
	напряжения, U_2, В			тока фазы, I_2, А			Z_2, Ом			S_2, В·А		
	U_{a0}	U_{b0}	U_{c0}	I_a	I_b	I_c	Z_{a0}	Z_{b0}	Z_{c0}	S_{2a}	S_{2b}	S_{2c}

И.5 При выполнении измерений вторичной нагрузки ТТ проводят следующие работы:

При выполнении измерений вторичной нагрузки ТТ проводят следующие работы:

- подключают СИ тока и напряжения согласно рисунку 1 и выбирают их пределы измерений.
- измерения тока фазы у шкафа зажимов выполняют без разрыва цепи с помощью токосъемной клещевой приставки ТКП (см. рисунок 1), входящей в состав прибора «ПАРМА ВАФ-А» (см. таблицу И.1), начиная с фазы а.
- измерения напряжения между фазными и нулевым проводами выполняют вольтметром В7-38 (см. рисунок 1) у шкафа зажимов ТТ, начиная с напряжения между фазой а и нулевым проводом.
- отсчеты по приборам согласно второму и третьему дефисам перечисления снимают одновременно.

- полученные значения тока Ia и напряжения Ua0 записывают в таблицу И.3, каждое в виде числителя дроби, в знаменателе которой указывают конечное значение (предел) используемого поддиапазона измерений прибора (IК, UК).

- операции со второго по пятый дефисы перечисления производят однократно для каждой фазы, повторяя их при измерениях в фазах b и c.

- операции с первого по шестой дефисы перечисления повторяют для каждого ТТ согласно перечню по И.4.1.4.

- для ТТ, соединенных по схеме звезды (см. рисунок И.1, а)), измеряют токи фаз Ia, Ib, Ic и фазные напряжения Ua0, Ub0, Uc0 вторичных обмоток; для ТТ, соединенных по схеме неполной звезды (см. рисунок И.1, б)), – соответственно токи Ia, Ic и напряжения Ua0, Uc0.

- результаты измерений записывают в соответствующие графы таблицы И.3 согласно указанию в пятом дефисе перечисления.

Примечание – При наличии технических возможностей измеряют коэффициент мощности $cos\varphi_2$ вторичной нагрузки ТТ (см. приложение И.2).

И.6 Обработку (вычисление) результатов измерений вторичной нагрузки ТТ выполняют следующим способом:

И.6.1 Вторичную нагрузку ТТ каждой фазы в виде полного сопротивления Z_2 (Z_{a0}, Z_{b0}, Z_{c0}) вычисляют по формулам (И.4) и измеренным значениям напряжения U_2 и тока фазы I_2 (см. таблицу И.3).

И.6.2 Вычисленные значения сопротивлений Z_{a0}, Z_{b0}, Z_{c0} выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр, и записывают в таблицу И.3.

И.6.3 Вторичную нагрузку ТТ каждой фазы в виде полной мощности S_2 (S_{2a}, S_{2b}, S_{2c}) вычисляют по формулам (И.5), измеренным значениям напряжения U_2, тока фазы I_2 и паспортному значению номинального вторичного тока $I_{2ном}$ ТТ.

И.6.4 Результаты вычислений по И.6.3 округляют до единиц вольт-ампер и записывают в таблицу И.3.

И.6.5 По полученным в И.6.4 результатам сопоставляют фактическую вторичную нагрузку ТТ с требованием ГОСТ 7746.

Для правильно загруженного трансформатора и его работы в установленном классе точности фактическое значение вторичной нагрузки должно находиться в пределах от 25 до 100 % номинального значения вторичной нагрузки $S_{2ном}$ или $Z_{2ном}$ для ТТ классов точности 0,2; 0,5; 1 и от 50 до 100 % номинального значения вторичной нагрузки $S_{2ном}$ для ТТ класса точности 3 с номинальной вторичной нагрузкой от 15 до 60 В·А включительно. Для ТТ с иной номинальной мощностью допускаемые пределы вторичной нагрузки приведены в таблице И.1. Это означает, что для работы ТТ в заданном классе точности должно выполняться условие

$$\left.\begin{aligned} Z_{2мин} \le Z_2 \le Z_{2ном} \\ S_{2мин} \le S_2 \le S_{2ном} \end{aligned}\right\}, \qquad (И.6)$$

где $S_{2мин}$ определена по ГОСТ 7746 (см. выше), а $Z_{2мин}$ с учетом формулы (И.2) и известных значениях $S_{2мин}$ и $I_{2ном}$ определяют по формуле:

$$Z_{2мин} = \frac{S_{2мин}}{I^2_{2ном}}. \qquad (И.7)$$

И.6.6 Заключение о соответствии (или несоответствии) фактической вторичной нагрузки ТТ требованию ГОСТ 7746 или о выполнении (невыполнении) условий (6) отражают в протоколе.

И.7 Оформление результатов измерений

И.7.1 Результаты измерений оформляют протоколом, рекомендуемая форма которого приведена в приложении Б. При этом в протоколе делают заключение о соответствии (или несоответствии) фактической вторичной нагрузки ТТ требованиям ГОСТ 7746.

И.7.2 Результаты измерений, оформленные документом по И.7.1, удостоверяет лицо, проводившее измерения, а при необходимости – административно ответственное лицо (руководитель, главный инженер, главный метролог предприятия, начальник цеха, участка или другое лицо).

Приложение И.1
Методика расчета вторичной нагрузки измерительных ТТ

Вторичная нагрузка каждого ТТ складывается из:

- полного сопротивления $Z_п = \sum Z_{пi}$ токовых обмоток счетчиков электроэнергии, ваттметров и других приборов и технических средств, подключенных к вторичной обмотке ТТ для измерений;
- сопротивления проводов (жил кабеля) Rпр от зажимов вторичной обмотки ТТ до места установки счетчиков и других приборов;
- переходного сопротивления Rпер в контактных соединениях.

Расчет сопротивления вторичной цепи Z_2 производится исходя из:

- схемы соединения вторичных обмоток и нагрузок ТТ;
- паспортных данных о сопротивлении или мощности потребления токовых цепей присоединенных приборов;
- сечения, длины и материала соединительных проводов.

Значения сопротивлений приборов – элементов нагрузки $Z_{пi}$ – допускается суммировать арифметически без учета коэффициента мощности каждого элемента, что создает некоторый расчетный запас.

Если потребление прибора указано в виде полной мощности $S_{пi}$, В.А, то сопротивление прибора $Z_{пi}$, Ом, определяют по формуле:

$$Z_{пi} = \frac{S_{пi}}{I_i^2}, \qquad (И.1.1)$$

где I_i – ток прибора, А, при котором задана мощность S_{ni}.

Сопротивления проводов $R_{пр}$, Ом, производят по формуле:

$$R_{пр} = \frac{L}{\wp q}, \qquad (И.1.2)$$

где L – длина провода (кабеля) от ТТ до места установки счетчиков, измерительных приборов и других технических средств, м;

q – сечение провода (жилы кабеля), мм^2;

$\wp$ – удельная проводимость материала провода, м/(Ом·мм^2);

(для меди $\wp$=57, для алюминия $\wp$=34,5).

Расчет вторичной нагрузки ТТ проводится для наиболее загруженной фазы.

При схеме соединения в звезду (см. рисунок И.1, *а)*) суммарную вторичную нагрузку наиболее загруженной фазы Z_2, Ом, определяют по формуле:

$$Z_2 = Z_п + R_{пр} + R_{пер}. \qquad (И.1.3)$$

Сопротивление нулевого провода (обратного провода от приборов до ТТ) в расчете не учитывают, так как в номинальном режиме в нулевом проводе этой схемы ток отсутствует.

При схеме соединения в неполную звезду (см. рисунок 1б) суммарную вторичную нагрузку Z_2, Ом, определяют по формуле:

$$Z_2 = Z_п + \sqrt{3} R_{пр} + R_{пер} \qquad (И.1.4)$$

с учетом сопротивления нулевого провода, по которому в номинальном режиме протекает ток, равный фазному току.

Значение $R_{пер}$ принимают равным 0,05 Ом.

Расчетное значение сопротивления вторичной нагрузки Z_2 не должно выходить за пределы допускаемых ГОСТ 7746 или ТУ значений $Z_{2мин}$ и $Z_{2ном}$ для требуемого класса точности ТТ с гарантированными значениями погрешности в рабочих условиях применения, т.е. должно выполняться неравенство (см. И.6.1.5)

$$Z_{2мин} \le Z_2 \le Z_{2ном}. \qquad (И.1.5)$$

Значения пределов нагрузки $Z_{2мин}$ и $Z_{2ном}$ рассчитывают по формулам (И.1.3) и (И.7). В соответствии с ГОСТ 7746 допускаемые значения вторичной нагрузки должны находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения для ТТ классов точности от 0,2 до 1 включительно и от 50 до 100 % номинального значения для ТТ класса точности 3 с номинальной вторичной нагрузкой от 15 до 60 В·А включительно; для остальных ТТ – в соответствии с таблицей И.1.1

Таблица И.1.1

Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$, В·А, с коэффициентом мощности		Предел вторичной нагрузки, S_2, В.А	
$cos\varphi_2 = 1$	$cos\varphi_2 = 0{,}8$ инд.	нижний, $S_{2мин}$	верхний, $S_{2ном}$
1,0	–	0,80	1,0
2,0	–	1,25	2,0
2,5	–	1,50	2,5
–	3	1,75	3,0
–	5	3,75	5,0
–	10	3,75	10,0
–	75	15,00	75,0
–	100	15,00	100,0

Полную мощность вторичной нагрузки ТТ S_2, ВА, рассчитывают по формуле (И.1.2) с подстановкой значения номинального тока ТТ $I_{2ном}$ и полученного расчетного по (И.1.4) значения сопротивления нагрузки Z_2, т.е.

$$S_2 = I_{2ном}^2 \cdot Z_2. \qquad (И.1.6)$$

При этом аналогично (Б.5) должно выполняться условие

$$S_{2мин} \le S_2 \le S_{2ном}, \qquad (И.1.7)$$

где пределы вторичной нагрузки $S_{2мин}$ и $S_{2ном}$ см. в 12.1.5 и таблице И.1.

Пример расчета вторичной нагрузки ТТ

ТТ типа ТПОЛ-10-0,5/10Р-1000/5 У1 (номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$=10 ВА или $Z_{2ном}$=0,4 Ом) установлен в присоединении трансформатора собственных нужд 10,5/6,3 кВ электростанции на стороне низшего напряжения. Соединение обмоток ТТ по схеме звезды. К измерительным обмоткам ТТ подключены амперметр, ваттметр, индукционный счетчик активной энергии класса точности 1. Нагрузки фаз ТТ указаны в таблице 1.

Таблица И.5

Прибор	Потребление прибора, В.А	Полное сопротивление прибора, Ом	Нагрузка, В.А, ТТ в фазе		
			a	**b**	**c**
Счетчик	2,5	0,10	2,5	–	2,5
Ваттметр	2,5	0,10	2,5	–	2,5
Амперметр	2,0	0,08	2,0	2,0	2,0
Итого:			7,0	2,0	7,0

Наибольшая нагрузка приходится на фазы **a** и **c** и составляет $S_п$ = 7 В.А, или $Z_п$ = 0,28 Ом.

Для присоединения вторичной нагрузки использован провод из алюминия (АКРВГ) сечением q=4 мм^2 и длиной L=14 м.

Сопротивление проводов определяют по формуле (И.2)

$$R_{пр} = \frac{14}{34{,}5 \cdot 4} = 0{,}1 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вторичной нагрузки ТТ, рассчитанное по формуле (И.3) с учетом сопротивления контактов $R_{пер}$ = 0,05 Ом, составляет

Z_2 = 0,28 +0,10 + 0,05 = 0,43 Ом,

т.е. превышает номинальное значение, поэтому необходимо проведение мероприятий по снижению вторичной нагрузки.

С этой целью, например, увеличивают сечение провода до 6 мм^2. Тогда сопротивление провода согласно формуле (И.2) составит

$$R'_{пр} = \frac{14}{34{,}5 \cdot 6} = 0{,}068 \text{ Ом},$$

а полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ согласно формуле (И.3) будет равно

Z'_2 = 0,28 + 0,068 + 0,05 = 0,398 Ом,

т.е. меньше $Z_{2ном}$ = 0,4 Ом.

Полная мощность вторичной нагрузки для $I_{2ном}$ = 5 А согласно формуле (И.6) составит:

$S_2 = 25 \cdot 0{,}398 = 9{,}95$ В·А,

или (с округлением соотвественно),

S_2 = 10 В.А = $S_{2ном.}$

Таким образом, соблюдены условия по вторичной нагрузке (И.5) и (И.7) для работы ТТ в установленном классе точности.

Приложение И.2
Методика определения коэффициента мощности вторичной нагрузки ТТ

Согласно ГОСТ 7746 значение номинальной вторичной нагрузки устанавливается для ТТ гарантированного класса точности при коэффициенте мощности нагрузки $cos\varphi_2 = 1$ или $cos\varphi_2 = 0{,}8$ инд.

При проверке вторичной нагрузки ТТ на соответствие требованиям ГОСТ 7746 наряду с измерениями полного сопротивления вторичной нагрузки каждой фазы Z_2 необходимо определить и коэффициенты мощности нагрузки фаз $cos\varphi_2$, которые определяют по формуле:

$$cos\varphi_2 = \frac{R_2}{Z_2} = \frac{P}{S} = \frac{P}{I \cdot U}, \qquad (И.2.1)$$

где R_2, Z_2 – активное и полное сопротивление вторичной нагрузки фазы, Ом, соответственно;

P, S – активная, Вт, и полная, В·А, мощность, вторичной нагрузки ТТ соответственно ;

I, U – действующие значения тока, А, и напряжения, В, на нагрузке фазы соответственно. При этом:

$$R_2 = \frac{P}{I^2}; \qquad (И.2.2)$$

$$Z_2 = \frac{U}{I}. \qquad (И.2.3)$$

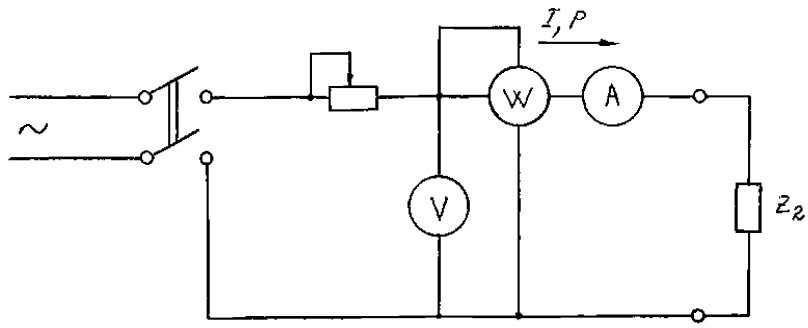
В зависимости от местных условий на энергообъекте выполняют измерения полных сопротивлений Z_2, либо аналогичным косвенным методом, но при питании нагрузки от постороннего источника переменного тока согласно инструкции по проверке трансформаторов тока.

Активные сопротивления нагрузки фаз R_2 можно измерять непосредственно при помощи моста переменного тока. При этом должна быть отключена первичная цепь ТТ и снято напряжение, а вторичная нагрузка отсоединена от вторичной обмотки ТТ и пофазно разомкнута.

Измеренные значения R_2 и Z_2 подставляют в формулу (И.2.1) и определяют $cos\varphi_2$.

В другом варианте измерений сопротивления R_2 и Z_2 определяют по показаниям приборов, включенных по схеме на рисунке И.1, в соответствии с формулами (И.9) и (И.10), а также вычисляют $\cos\varphi_2$ по формуле (И.2.1), где P, I, U – соответственно активная мощность, ток и напряжение, определяемые по показаниям приборов, показанных на рисунке И.2.1.

Если полученные результаты измерений Z_2 и $cos\varphi_2$ не соответствуют требованиям ГОСТ 7746 или ТУ, проводят мероприятия по приведению этих показателей к норме.



W – ваттметр; A – амперметр; V – вольтметр; Z_2 – обозначение полного сопротивления вторичной нагрузки.

Рисунок И.2.1 – Вариант схемы измерений коэффициента мощности, активного и полного сопротивления вторичной нагрузки фазы ТТ.

Приложение К
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по измерению вторичной нагрузки трансформатора напряжения

К.1 Общие положения

Настоящие методические рекомендации предназначены для проведения измерении вторичной нагрузки стационарных измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983 в диапазоне от 7 до 1200 В·А в условиях эксплуатации на электроснабжающих предприятиях и у потребителей электроэнергии.

К.2 Метод измерений

К.2.1 Измерения мощности нагрузки ТН выполняют методом «вольтметра-амперметра» без разрыва вторичных цепей ТН.

К.2.2 Мощность нагрузки ТН характеризуется кажущейся (полной) мощностью, выраженной в вольт-амперах, потребляемой вторичной цепью ТН.

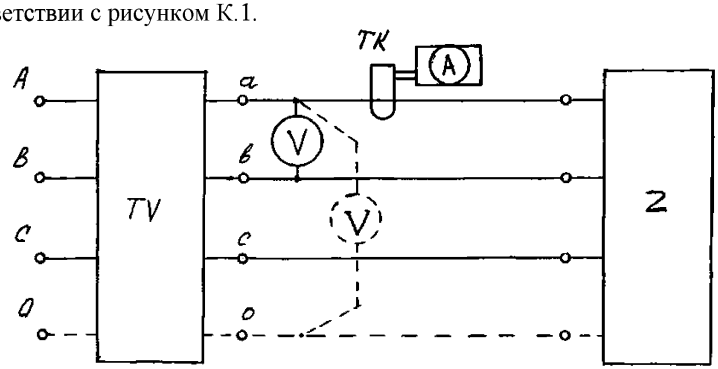
К.2.3 Полную мощность нагрузки фазы ТН $S_Ф$ вычисляют по формуле:

$$S_Ф = I_Ф\, U_Ф = = \frac{I_Ф \cdot U_{МФ}}{\sqrt{3}}, \qquad (К.1)$$

где $I_Ф$ – действующее значение фазного тока, А;

$U_Ф$, $U_{МФ}$ – действующие значения фазного или междуфазного (линейного) напряжения соответственно, В.

К.2.4 Измерения мощности нагрузки фазы ТН следует выполнять по схеме в соответствии с рисунком К.1.



TV – соединение однофазных ТН или трехфазный ТН в трехфазной трех- или четырехпроводной сети; Z – внешняя вторичная цепь ТН (нагрузка); А – измерительный прибор в режиме измерений тока; ТК – токосъемные клещи; V – вольтметр.

Рисунок К.1 – Схема измерений мощности нагрузки ТН

К.2.5 Измерения тока без разрыва вторичной цепи ТН выполняют при помощи токосъемных клещей (см. рисунок К.1).

К.2.6 Схемы включения однофазных ТН и соединения обмоток трехфазных ТН используемых типов приведены в приложении К.1.

К.2.7 За действительную нагрузку двухобмоточного однофазного ТН, $S_{ТН}$, при соединении трех ТН в звезду в трехфазной сети (см. схему 2 таблицы К.4 принимают значение полной мощности $S_ф$, полученное по формуле (К.1):

$$S_{ТН} = S_Ф . \quad (К.2)$$

К.2.8 За действительную нагрузку каждого из двух двухобмоточных однофазных ТН, включенных в трехфазную сеть по схеме открытого треугольника (см. схему 1 таблицы К.4 , принимают

$$S_{ТН} = I_Ф U_{МФ}. \quad (К.3)$$

К.2.9 За действительную нагрузку двухобмоточного трехфазного ТН (см. схему 4 таблицы К.4 принимают сумму фазных нагрузок:

$$S_{ТН} = S_a + S_b + S_c, \quad (К.4)$$

где в соответствии с формулой (К.1)

$$\left.\begin{aligned} S_a &= I_a U_a = I_a U_{ab} / \sqrt{3}; \\ S_b &= I_b U_b = I_b U_{bc} / \sqrt{3}; \\ S_c &= I_c U_c = I_c U_{ca} / \sqrt{3}. \end{aligned}\right\} \quad (К.5)$$

К.2.10 За действительную нагрузку трехобмоточных ТН (см. схемы 3 и 5 таблицы К.4) принимают суммарные нагрузки основной (см. формулы (К.2) или (К.4), (К.5)) и дополнительной обмотки $S_{доп}$.

К.2.11 Определение нагрузки вторичной дополнительной обмотки трехобмоточных ТН Sдоп производят расчетным методом для режимов короткого замыкания на землю в соответствии с «Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей».

К.3 Средства измерений, вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют средства измерений (СИ) и другие технические средства, приведенные в таблице К.1.

Таблица К.1 – Метрологические характеристики СИ для измерения величин

Наименование измеряемой величины	Наименование и/или тип СИ	Метрологические характеристики
Переменный ток	Вольтамперфазометр	Диапазон измерений от 0 до 10 А; Предел основной погрешности ±0,4 %
Напряжение переменного тока	Вольтметр	Диапазон измерений от 15 до 600 В; Конечные значения поддиапазонов измерений 75, 150, 300, 450, 600 В. Класс точности 0,5
Температура окружающего воздуха	Термометр	Диапазон измерений от минус 10°С до 40 °С; цена деления шкалы 1 °С Предел абсолютной погрешности: ±1 °С
Примечания: 1. Допускается применение других типов СИ из числа внесенных в Госреестр СИ, обеспечивающих измерения вторичной нагрузки ТТ с приписанной характеристикой погрешности измерений (Границы допускаемой относительной погрешности измерений вторичной нагрузки ТТ по данной МВИ составляют ± 25 % при доверительной вероятности Р = 0,95 (приписанная характеристика погрешности измерений), 2. Типы СИ с порядковыми №1 и №2 следует выбирать с учетом наличия или отсутствия выводов сети питания напряжением 220 В в местах выполнения измерений.		

К.4 Подготовка к выполнению измерений

К.4.1 При подготовке к выполнению измерений:

К.4.1.1 Подготавливают перечень проверяемых ТН, принципиальные и монтажные схемы включения ТН и их вторичных цепей.

К.4.1.2 Проверяют наличие местных документов (паспорт-протокол, инструкция по обслуживанию ТН и их вторичных цепей и др.), подтверждающих положительные результаты плановых проверок состояния ТН и их вторичных цепей в соответствии с инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.

К.4.1.3 Рекомендуется провести ориентировочный расчет мощности нагрузки ТН в соответствии с инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.

К.4.1.4 Проводят корректировку перечня проверяемых ТН по результатам К.4.1.1 – К.4.1.3 и заполняют форму таблицы К.2. В графе 2 таблицы К.2 записывают тип ТН по ГОСТ 1983. В графах 3–6 записывают паспортные значения номинальной мощности нагрузки для установленных классов точности, в графе 7 указывают вид схемы соединения обмоток и нагрузок ТН, в графе 8 записывают результат расчета мощности нагрузки по К.4.1.3.

Таблица К.2 – Форма для записи результатов расчета мощности нагрузки

Наименование присоединения	Тип*, номер, год выпуска ТН	Номинальная мощность** ТН, $S_{ном}$, В.А, в классе точности:				Схема соединения обмоток и нагрузок***	Расчетное значение мощности нагрузки, S_{TH}, В.А
		0,2	0,5	1	3		
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания:
* По ГОСТ 1983.
** По паспорту ТН.
*** См. приложения К.1 и К.2.

К.4.1.5 Проверяют целостность пломб на конструкциях решеток и дверей камер, в которых установлены предохранители на стороне высшего напряжения ТН, и на рукоятках приводов разъединителей ТН, используемых для расчетного (коммерческого) учета электроэнергии.

К.4.1.6 Проверяют комплектность ТН и вторичных цепей на месте эксплуатации, а также соответствие данных, указанных на табличке ТН, данным в его эксплуатационной документации.

К.4.1.7 Проверяют состояние и целостность изоляции, маркировку и состояние выводов обмоток ТН, вторичных цепей; затяжку и состояние контактных (резьбовых) соединений, наличие необходимых пломб, клейм, этикеток; надежность заземлений выводов обмоток, вторичных цепей; отсутствие влаги и масла на выводах вторичных обмоток ТН.

К.4.2 Проводят подготовку рабочих мест для выполнения измерений с учетом мер безопасности, указанных в эксплуатационной документации СИ, ТН.

К.4.3 Подготавливают СИ к измерениям:

- Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке (калибровке) СИ.

- Проводят подготовку и настройку режимов работы СИ согласно их эксплуатационной документации.

К.4.4 Подготавливают формы записи результатов измерений и вычислений мощности нагрузки ТН на основе таблицы К.3.

Таблица К.3 Рекомендуемая форма для записи результатов измерений и вычислений мощности нагрузки ТН

Наименование присоединения, обозначение ТН	Измеренное значение						Мощность нагрузки фаз ТН, В.А						Мощность нагрузки ТН, S_{TH}, В.А
	напряжения, В			тока, А			измеренная			приведенная			
	U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}	I_a	I_b	I_c	$S_a(U)$	$S_b(U)$	$S_c(U)$	S_a	S_b	S_c	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

К.4.5 При наличии нагрузок, включенных на фазные напряжения в четырехпроводных вторичных цепях (см. схемы 3 и 5 приложения К.1 и рисунок К.2.1), измеряют напряжения между фазными и нулевым проводами U_{ao}, U_{bo}, U_{co} вместо U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}, что указывают в соответствующих графах таблицы К.3.

К.5 При выполнении измерений мощности нагрузки ТН по настоящей методике проводят следующие работы:

К.5.1 Определяют по схеме соединения обмоток и нагрузок ТН подлежащие измерениям токи и напряжения.

К.5.2 Подключают СИ тока и напряжения согласно рисунку 1 и выбирают пределы измерений СИ.

К.5.3 Измерения тока фазы у шкафа зажимов ТН выполняют без разрыва вторичной цепи ТН с помощью токосъемных клещей ТКП (см. рисунок К.1), начиная с фазы *a*.

К.5.4 Измерения фазных или междуфазных напряжений выполняют вольтметром (см. рисунок К.1) у шкафа зажимов ТН, начиная с фазы *a* и измеряя напряжения U_{ab} или U_{a0} соответственно схеме соединения обмоток и нагрузок ТН.

К.5.5 Отсчеты показаний приборов согласно К.5.3 и К.5.4 снимают одновременно.

К.5.6 Полученные значения тока и напряжения записывают в таблицу К.3, каждое в виде числителя дроби, в знаменателе которой указывают конечное значение (предел) используемого поддиапазона измерений прибора ($I_К$, $U_К$).

К.5.7 Операции по К.5.3 – К.5.6 производят однократно для каждой фазы, повторяя их при измерениях в фазах *b* и *c*.

К.5.8 Операции по К.5.2 – К.5.7 повторяют для каждого ТН согласно перечню К.4.1.4.

К.5.9 Результаты измерений записывают в соответствующие графы таблицы К.3

К.6 Обработку результатов измерений мощности нагрузки ТН выполняют следующим способом:

К.6.1 Полную мощность действительной нагрузки каждой фазы ТН вычисляют по формуле (К.1) и измеренным значениям напряжения и тока фазы.

К.6.2 Вычисленные значения мощности нагрузки фаз $S_a(U)$, $S_b(U)$, $S_c(U)$ записывают в таблицу К.3.

К.6.3 Если измеренные (рабочие) значения вторичного напряжения U_2 отличаются от номинального значения $U_{2ном}$, указанного в паспорте ТН, производят пересчет измеренной мощности $S(U)$ на номинальное напряжение по формуле:

$$S = (U_{2ном} / U_2)^2 S(U). \qquad (К.6)$$

К.6.4 Вычисленные по формуле (К.6) значения приведенной мощности S_a, S_b, S_c записывают в таблицу К.3 и используют в дальнейших расчетах.

К.6.5 Мощность нагрузки измерительной (основной) обмотки ТН $S_{ТН}$ вычисляют по формулам (К.2) - (К.4) с учетом типа ТН.

К.6.6 Мощность нагрузки двухобмоточного ТН принимают равной значению, полученному в К.6.1.5.

К.6.7 Мощность нагрузки трехобмоточного ТН согласно ГОСТ 1983 вычисляют как сумму мощностей основной по К.6.1.5 и дополнительной по К.2.1 вторичных обмоток.

К.6.8 Результаты вычислений по К.6.5 – К.6.7 округляют до целых значений.

К.6.9 Мощность нагрузки ТН по К.6.6 – К.6.8 сопоставляют с номинальной мощностью ТН, указанной в его паспорте для установленных классов точности, и рабочими условиями применения ТН в части нагрузки по ГОСТ 1983 (от 25 до 100 % номинальной мощности $S_{ном}$).

К.6.10 Заключение о соответствии (или несоответствии) фактической мощности нагрузки ТН требованию ГОСТ 1983 отражают в протоколе.

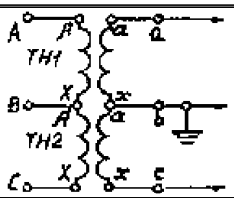
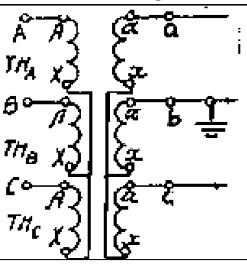
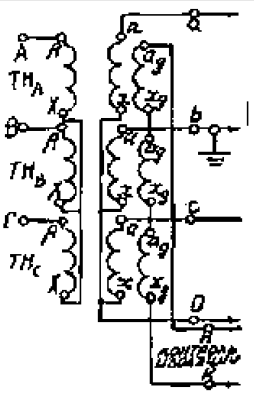
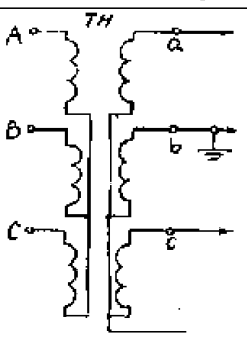
К.7 Оформление результатов измерений

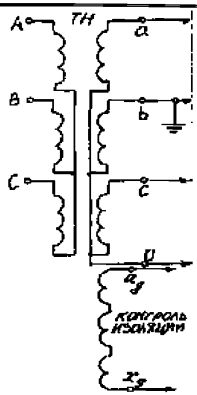
К.7.1 Результаты измерений мощности нагрузки оформляют протоколом, рекомендуемая форма которого приведена в приложении В. При этом в протоколе делают заключение о соответствии (или несоответствии) фактической мощности нагрузки ТН требованию ГОСТ 1983 (от 25 до 100 % номинальной мощности Sном).

К.7.2 Результаты измерений, оформленные документально по К.7.1, удостоверяет лицо, проводившее измерения, а при необходимости – административно ответственное лицо (руководитель, главный инженер, главный метролог предприятия, начальник цеха, участка или другое лицо).

Таблица К.4 Определение мощности нагрузки ТН

Наименование ТН и схемы включения	Схема соединения обмоток ТН	Измеряемые величины	Расчетная формула для мощности нагрузки

Наименование ТН и схемы включения	Схема соединения обмоток ТН	Измеряемые величины	Расчетная формула для мощности нагрузки
Два однофазных двух об моточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «открытого треугольника»		$I_a - U_{ab}$ $I_c - U_{ac}$	$S_{\text{ТН1}} = I_a \cdot U_{ab}$; $S_{\text{ТН2}} = I_b \cdot U_{bc}$
Три однофазных двух обмоточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «звезда»		$I_a - U_{ab}$ $I_b - U_{bc}$ $I_c - U_{ca}$	$S_{\text{ТН}A} = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}}$; $S_{\text{ТН}B} = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}}$; $S_{\text{ТН}C} = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}$.
Три однофазных трехобмоточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «Звезда с выведенной нейтралью»		$I_a - U_{ab}$ $I_b - U_{bc}$ $I_c - U_{ca}$ или $I_a - U_{a0}$ $I_b - U_{b0}$ $I_c - U_{c0}$	$S_{\text{ТН}A} = I_a \cdot \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}} + S_{\text{доп}}$ $S_{\text{ТН}B} = I_b \cdot \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}} + S_{\text{доп}}$ $S_{\text{ТН}C} = I_c \cdot \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}} + S_{\text{доп}}$ или $S_{\text{ТН}A} = I_a \cdot U_{a0} + S_{\text{доп}}$ $S_{\text{ТН}B} = I_b \cdot U_{b0} + S_{\text{доп}}$ $S_{\text{ТН}C} = I_c \cdot U_{c0} + S_{\text{доп}}$
Трехфазный двухобмоточный ТН (НТМК) по схеме «Звезда»		$I_a - U_{ab}$ $I_b - U_{bc}$ $I_c - U_{ca}$	$S_A = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}}$, $S_B = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}}$; $S_C = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}$, $S_{\text{ТН}} = S_A + S_B + S_C$

Наименование ТН и схемы включения	Схема соединения обмоток ТН	Измеряемые величины	Расчетная формула для мощности нагрузки
Трехфазный даухобмоточмый ТН (НТМК). Звезда с выведенной нейтралью		$I_a - U_{ab}$ $I_b - U_{bc}$ $I_c - U_{ca}$ или $I_a - U_{a0}$ $I_b - U_{b0}$ $I_c - U_{c0}$	$S_a = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}}$, $S_b = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}}$, $S_c = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}$, или $S_a = I_a \cdot U_{a0}$, $S_b = I_b \cdot U_{b0}$, $S_c = I_c \cdot U_{c0}$, $S_{\text{ТН}} = S_a + S_b + S_c + S_{\text{доп}}$.

К.8 Порядок Расчет мощности нагрузки ТН

К.8.1 По технической документации энергообъекта определяют расчетную схему соединения обмоток и нагрузок конкретного ТН. Варианты схем соединения обмоток ТН приведены в приложении К.1. Варианты расчетных схем соединения нагрузок основных вторичных обмоток ТН представлены на рисунке К.2.

К.8.2 По паспортным данным определяют потребляемую мощность, В·А, приборов и устройств, составляющих нагрузку ТН. Недостающие величины измеряют.

К.8.3 Потребляемую мощность аппаратуры, включенной на линейное (междуфазное) напряжение, приводят к расчетному напряжению 100 В, а аппаратуры, включенной на фазное напряжение, – к расчетному напряжению $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В. Пересчет мощности потребления на расчетное напряжение $U_{\text{расч}}$ производят по формуле:

$$S_i = \left(\frac{U_{\text{расч}}}{U_i}\right)^2 \cdot S_i(U), \qquad (К.7)$$

где S_i – мощность потребления, В·А, i-го прибора или устройства при расчетном напряжении $U_{\text{расч}}$;

$S_i(U)$ – то же, заданное при напряжении U_i, В.

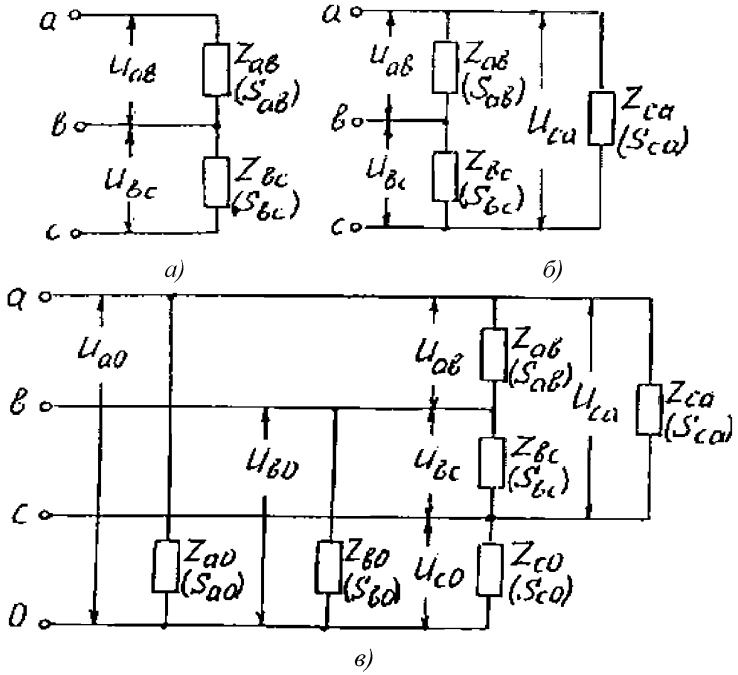
Если известно только полное сопротивление Z, Ом, реле или прибора, то мощность потребления определяют по формуле:

$$S_i = \frac{U_{\text{расч}}^2}{Z}. \qquad (К.7)$$

К.8.4 По данным К.8.1 – К.8.3 вычисляют (как сумму мощностей S_i) суммарные нагрузки основных вторичных обмоток ТН S_{ab}, S_{bc} и S_{ca}, включенные на междуфазные напряжения U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} (междуфазные нагрузки),

а также фазные нагрузки S_{ao}, S_{bo}, S_{co}, включенные на фазные напряжения $U_a = U_{ao}$, $U_b = U_{bo}$, $U_c = U_{co}$, при их наличии в четырехпроводных вторичных цепях.

Примечание – Расчет нагрузки однофазных ТН при соединении обмоток и нагрузок по схеме открытого треугольника (см. схему 1 таблице К.4 и рисунок К.2.1 а)) на этом завершен. $S_{TH1} = S_{ab}$; $S_{TH2} = S_{bc}$.



а) открытый треугольник; *б)* треугольник; *в)* треугольник плюс звезда.

Рисунок К.2 – Расчетные схемы соединения нагрузок основных вторичных обмоток ТН.

К.8.5 При соединении основных вторичных обмоток ТН в звезду (см. схемы 2 и 4 в таблице К.4) или в звезду с выведенной нейтралью (см. схемы строк 3 и 5 таблицы К.4) наибольшую из междуфазных нагрузок по К.8.4 обозначают S_1, следующую по убыванию значения – S_2. Наибольшую из фазных нагрузок по К.8.4 обозначают $S_Ф$.

К.8.6 При соединении вторичных обмоток двух однофазных ТН в открытый треугольник (см. схему строки 1 таблицы К.4) принимают S_1=S_{ca}, а наибольшую из нагрузок S_{ab} или S_{bc} обозначают S_2.

К.8.7 Вычисляют расчетный коэффициент K по формуле:

$$K = \frac{S_1}{S_2}. \qquad (К.8)$$

К.8.8 Вычисляют мощность нагрузки наиболее загруженной фазы $S_{Н.Ф}$ с учетом схем соединений обмоток и нагрузок ТН:

- для трансформаторов с соединением обмоток в звезду (см. схемы сток 2 и 4 таблицы К.4) по формуле:

$$S_{Н.Ф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1}; \quad (К.9)$$

- для трансформаторов с четырехпроводной вторичной цепью (см. схемы сток 3 и 5 таблицы К.4 и рисунок К.2, *в)*) по формуле:

$$S_{Н.Ф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1} + S_Ф; \quad (К.10)$$

- для трансформаторов с соединением обмоток в открытый треугольник (см. схему 1 в таблице К.4) и нагрузок в треугольник (см. рисунок К.2, *б)*) по формуле:

$$S_{Н.Ф} = S_2 . \sqrt{K^2 + K + 1} \quad (К.11)$$

К.8.9 Расчетная мощность нагрузки однофазного ТН $S_{ТН}$ равна $S_{Н.Ф}$ по К.8.8.

Расчетная мощность нагрузки трехфазного ТН равна $S_{ТН}=3 \cdot S_{Н.Ф}$.

К.8.10 Расчетную мощность нагрузки ТН сравнивают с номинальной мощностью ТН в требуемом классе точности.

Примеры расчетов

Пример 1

*Определить мощность нагрузки ТН типа НОМ-6, установленных на шинах 6 кВ и включенных по схеме открытого треугольника (см. схему 1 таблицы К.4). Номинальная мощность ТН в классах точности 0,5; 1 и 3 равна соответственно 50; 75 и 200 В*А; номинальное напряжение вторичной обмотки 100 В.*

Нагрузку ТН по схеме треугольника (см. рисунок К.2.1 б) составляют индукционные счетчики активной энергии, показывающий и регистрирующий вольтметры, реле напряжения РН-54/160. Потребление счетчиков и вольтметров задано при напряжении 100 В, потребление реле составляет 1 В.А при напряжении 40 В.

Пересчет мощности потребления реле на расчетное напряжение 100 В согласно формуле (К.2.1) дает значение

$S_P = (100/40)^2 \cdot 1 = 6{,}25$ *В.А.*

Мощность потребления приборов и реле, составляющих нагрузку ТН, при расчетном напряжении 100 В приведена в таблице К.5.

Таблица 1 примера 1 – Мощность потребления приборов и реле, составляющих нагрузку ТН, при расчетном напряжении 100 В

Наименование	*Количество, шт.*	*Мощность потребления, В.А*		
		S_{ab}	S_{bc}	S_{ca}
Счетчик активной энергии	*6*	*5,0 х 6*	*5,0 х 6*	–
Вольтметр показывающий	*1*	–	–	*7,00*
Вольтметр регистрирующий	*1*	–	–	*10,00*
Реле напряжения РН-54/160	*1*	–	–	*6,25*
Суммарная мощность потребления		*30*	*30*	*23,25*

Согласно К.8.1.6 определены значения $S_1 = 23{,}25$ *В.А,* $S_2 = 30$ *В.А.*

По формуле (К.2.3) определяют $K = 23{,}25/30 = 0{,}775$ *и по формуле (К.11) – нагрузку наиболее загруженного ТН*

$S_{ТН} = S_{Н.Ф} = 30 \sqrt{0{,}775^2 + 0{,}775 + 1} = 46$ *В.А*

Полученное значение нагрузки находится в пределах (25–100) % номинальной мощности ТН типа НОМ-6 в классе точности 0,5, что соответствует требованиям ГОСТ 1983-01.

Пример 2

Определить мощность нагрузки трехфазного трехобмоточного ТН типа НТМИ-10, установленного на шинах 10 кВ. Номинальная мощность ТН в классах точности 0,5; 1 и 3 равна соответственно 120; 200 и 500 В.А; номинальное напряжение основной вторичной обмотки 100 В, дополнительной обмотки – 100/3, В.

Схема соединения основной обмотки – звезда с выведенной нейтралью (см. схему строки 5 таблицы К.4). Схема соединения нагрузки основных обмоток – треугольник (см. рисунок К.2, б)).

Нагрузку ТН составляют индукционные счетчики активной и реактивной энергии, ваттметр, показывающий и регистрирующий вольтметры, реле защиты РН-53/60Д на 30–60 В и РНФ-М, включенные на основную вторичную обмотку, а также реле контроля изоляции РН 53/60Д на 15–30 В в цепи дополнительной вторичной обмотки.

Мощность потребления счетчиков, ваттметра, РНФ–М и вольтметров задана для напряжения 100 В.

Мощность потребления реле РН-53/60Д на 30–60 В задана для напряжения 220 В и составляет 10 В.А, что в пересчете на расчетное напряжение по формуле (К.7) дает значение:

$S_p = (100/220)^2 \, 10 = 2{,}06$ *В.А.*

Мощность потребления реле РН–53/60Д на 15–30 В задана для напряжения 110 В и равна 5 В.А, что при расчетном напряжении 100 В определяемому по формуле (К.7) составляет:

$S_u = (100/110)^2 \, 5 = 4{,}14$ *В.А.*

Мощность потребления при расчетном напряжении приборов и реле, составляющих нагрузку ТН, приведена в таблице К.6.

Таблица 1 примера 2 Мощность потребления при расчетном напряжении приборов и реле, составляющих нагрузку ТН

Наименование	Количество, шт.	Мощность потребления, В·А			
		S_{ab}	S_{bc}	S_{ca}	$S_{доп}$
Счетчик активной энергии	1	5	5	–	–
Счетчик реактивной энергии	1	5	5	5	–
Ваттметр	1	10	10	–	–
Вольтметр показывающий	1	–	–	7	–
Вольтметр регистрирующий	1	–	–	10	–
Реле РН-53/60Д на 30–60 В	1	–	–	2,06	–
Реле РНФ-М	1	15	15	15	–
Реле РН-53/60Д на 15–30 В	1	–	–	–	4,14
Суммарная мощность потребления	–	35	35	39,1	4,14

Согласно К.8.1.5 определены значения $S_1 = 39{,}1$ *В.А,* $S_2 = 35$ *В.А.*

По формуле (К.8) определяют $K = 39{,}1/35 = 1{,}12$ *и по формуле (К.9) – нагрузку наиболее загруженной фазы:*

$S_{Н.Ф} = (35/\sqrt{3}) \sqrt{1{,}12^2 + 1{,}12 + 1} = 37$ *В.А.*

Нагрузка основной обмотки трехфазного ТН согласно 1.9 составляет $S_{TH} = 3S_{H.Ф} = 111$ *В.А и находится в пределах (25–100) % номинальной мощности НТМИ-10 класса точности 0,5, что допустимо для учета электроэнергии.*

Нагрузка дополнительной обмотки составляет 4 В.А при номинальной мощности дополнительной обмотки, имеющей класс точности 3, равной 500 В.А.

Приложение Л
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по измерению потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

Л.1 Общие положения

Методические рекомендации по измерению потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения предназначены для проведения измерений и получения результатов измерений потерь напряжения в диапазоне от 0,02 до 2,0 В, в условиях эксплуатации.

Л.2 Методы измерений

Л.2.1 Измерения потерь напряжения основаны на измерениях вольтметрами падения напряжения и напряжения наводок в каждом линейном (фазном) проводе линии присоединения ТН к счетчику с использованием свободной (резервной) жилы кабеля.

Л.2.2 За потери напряжения принимают сумму падений напряжения за вычетом напряжения наводки в каждой паре линейных (фазных) проводов, соединяющих счетчик с ТН.

Л.2.3 При отсутствии свободной (резервной) жилы в кабеле (участке кабеля) соединения счетчика с ТН целесообразно использовать экспериментально-расчетные методы определения потерь напряжения во вторичных цепях ТН, указанные в «Инструкции по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей». – М.: СПО ОРГРЭС, 1979

Примечание: – Допускается определение потерь напряжения на последовательно соединенных участках цепи напряжения счетчика методом по Л.2.1 и (или) методом по Л.2.3 с последующим арифметическим суммированием потерь напряжения на этих участках.

Л.3 Средства измерений и вспомогательные устройства

Л.3.1 При выполнении измерений применяют средства измерений (СИ) и другие технические средства, приведенные в таблице Л.1.

Таблица Л.1 – средства измерений (СИ) и другие технические средства применяемые при выполнении измерений

Наименование и тип СИ, технического средства	Наименование измеряемой величины	Метрологическая характеристики СИ
1. Прибор комбинированный цифровой Щ4300	Напряжение переменного тока	Диапазон измерений от 10^{-4} до 600 В; конечные значения поддиапазонов измерений $U_к$: 0,2; 2; 20; 200; 1000 В. Входное сопротивление $R_{вх} \geq 10$ МОм
2. Милливольтметр В3-38	Напряжение (наводка) переменного тока	Диапазон измерений от 10^{-4} до 300 В; конечные значения поддиапазонов измерений $U_к$: 1; 3; 10; 30; 100; 300 мВ; 1; 3; 10; 30; 100; 300 В. Предел основной приведенной погрешности для $U_к$, равных *1* – 300 мВ: $\gamma = \pm 2{,}5$ % Входное сопротивление $R_{вх} \geq 4$ МОм
3. Жила кабеля свободная (резервная)	Напряжение переменного тока	
4. Резистор типа МЛТ (ОМЛТ и др.)	Напряжение переменного тока	1–2 кОм
Примечание – Допускается применение других типов СИ из числа внесенных в Госреестр СИ.		

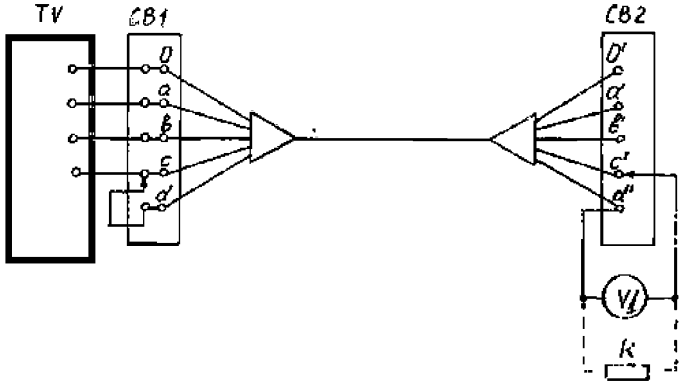
Л.4 Подготовка к выполнению измерений

Л.4.1 При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

Л.4.1.1 Подготавливают перечень линий присоединения счетчика к ТН для измерений потерь напряжения.

Л.4.1.2 Проверяют соответствие цепей ТН и счетчика схемам их включения.

Л.4.1.3 Собирают схему измерений, показанную на рисунке Л.1. Для этого определяют и подготавливают свободную (резервную) жилу кабеля вторичной цепи ТН, проложенного к счетчику. Свободная жила должна иметь вывод в клеммном шкафу ТН – сборки выводов *СВ1* с одного конца и в сборке выводов *СВ2* панели счетчика с другого конца.



TV – соединение однофазных ТН или трехфазного ТН с трех- или четырехпроводной вторичной цепью; *CB1* – сборка выводов ТН в клеммном шкафу; *CB2* – сборка выводов панели счетчиков на щите управления; *а–а′*, *в–в′*, *с–с′*, 0–0′ – рабочие провода кабеля; *d–d′* – свободная жила кабеля; *V1* – измерительный прибор (*например:* комбинированный цифровой Щ4300); R – резистор (типа МЛТ-0,5, ОМЛТ или др.)

Рисунок Л.1 – Схема измерений падения напряжения при определении потерь напряжения в цепях напряжения счетчиков

Примечание – Для уменьшения влияния помех на входной измерительный кабель (входные провода) высокоомного прибора *V1*, резистор *R* (на рисунке Л.1 обозначен пунктиром) целесообразно подключать параллельно входу.

Л.4.1.4 Если нельзя пренебрегать потерями напряжения в кабелях между ТН и его шкафом, подготавливают исходные данные о нагрузке и сопротивлении цепей для определения потерь напряжения на этом участке расчетным методом по Л.2.3.

Л.4.1.5 При отсутствии свободной жилы временно используют жилу кабеля в схеме цепи сигнализации отключения автоматического выключателя защиты ТН.

Л.4.1.6 Не допускается использование металлической оболочки рабочего кабеля в качестве свободной жилы.

Л.4.2 Выполняют необходимые операции для создания максимальной нагрузки для ТН, к которым подключен не только счетчик, но и другие измерительные приборы, а также устройства защиты и автоматики, определяют режимы работы сети и условия, при которых имеет место максимальная нагрузка на ТН в режиме измерений электроэнергии.

Л.4.3 Подготавливают СИ к измерениям.

Л.4.3.1 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке (калибровке) СИ.

Л.4.3.2 Проводят подготовку и настройку режимов работы СИ согласно их эксплуатационной документации.

Л.4.4 Подготавливают формы (см. приложение Л.1) записи исходных данных, результатов измерений и расчетов, а также протоколов измерений в соответствии с установленным на энергообъекте порядком.

Л.5 Выполнение измерений

Л.5.1 Работы при выполнении измерений потерь напряжения проводятся двумя лицами (одним – у шкафа зажимов ТН, другим – у панелей щита управления), между которыми установлена двусторонняя связь (телефонная, радиосвязь и т.п.).

Л.5.2 При выполнении измерений падений напряжения в линейных проводах методом по Л.2.1 проводят следующие операции:

Л.5.2.1 Устанавливают переключатель пределов измерений вольтметра *V1* (см. рисунок Л.1) в начальное положение, соответствующее номинальному напряжению основной вторичной обмотки ТН.

Л.5.2.2 Подключают вольтметр *V1* и свободную жилу кабеля по схеме рисунка Л.1:

- в шкафу зажимов ТН – сборки выводов СВ1 соединяют вывод свободной жилы (точка d на рисунке Л.1) с выводом одной из фаз ТН;
- у панели щита управления подключают вольтметр V1 к выводу свободной жилы (точка d′ на рисунке Л.1) на сборке панели счетчиков СВ2 (или на общей сборке щита управления) и к выводу провода той же фазы на панели счетчиков (на рисунке Л.1 показан случай измерений в фазе c).

Л.5.2.3 Выполняют измерения падения напряжения $U_П$ в линейном (фазном) проводе кабеля, последовательно устанавливая переключатель пределов измерений вольтметра *V1* на меньший предел до необходимого $U_К$.

Л.5.2.4 Результат измерений $U_П$ и значение предела использованного поддиапазона измерений $U_К$ записывают в таблице Л.3; значение $U_К$ записывают в скобках.

Л.5.2.5 Возвращают переключатель пределов измерений вольтметра V1 в начальное положение по Л.5.2.1.

Л.5.2.6 Выполняют измерения напряжения наводок $U_Э$ в линейном (фазном) проводе кабеля присоединения счетчика к ТН в соответствии с приложением Л.2. Результаты измерений напряжения наводок $U_Э$ записывают в таблице Л.3; значения поддиапазона измерений вольтметра *V2* (см. рисунок Л.2) $\boldsymbol{U'_К}$ записывают в скобках.

Примечание: Как показывает практика, обычно значения напряжения наводок $U_Э$ составляет единицы милливольт.

Л.5.2.7 По сигналу через двустороннюю связь осуществляют переход на следующую фазу цепи, например, на фазу *b* (а также далее на фазу *a*), и повторяют операции по Л.5.2.2 - Л.5.2.6.

Л.5.2.8 Для четырехпроводной вторичной цепи выполняют измерения падения напряжения $U_{П0}$ и напряжение наводок $U_{Э0}$ также и в нулевом проводе, производя операции согласно Л.5.2.2 - Л.5.2.6.

Л.6 Обработка (вычисление) результатов измерений

Л.6.1 Обработку результатов измерений падений напряжения для определения потерь напряжения выполняют следующими образом:

Л.6.1.1 Падение напряжения ΔUi, В, в линиях (проводах) присоединения счетчика к ТН вычисляют для каждого провода по формуле:

$$\Delta U_i = U_{Пi} - U_{Эi}\,, \qquad (Л.1)$$

где $U_{Пi}$ – измеренное значение падения напряжения по Л.5.2.3 – Л.5.2.5, Л.5.2.7, Л.5.2.8 для *i*-го провода, записанное в таблице Л.3, В;

$U_{Эi}$ – измеренное значение напряжения наводок по Л.5.2.6 для *i*-го провода, записанное в таблице Л.3, В;

i – обозначение фазы и нулевого провода (*a, в, с, 0*) соответственно.

Результаты вычислений по формуле (Л.1) заносят в таблицу Л.4 как расчетные значения падения напряжения в проводах, соединяющих счетчик с ТН.

Л.6.1.2 Абсолютные значения потерь линейного напряжения $\Delta U_{лин}$, В, в линиях присоединения (проводах) трех- и четырехпроводной вторичной цепи определяют по формуле:

$$\Delta U_{лин} = \Delta U_{ij} = \Delta U_i + \Delta U_j, \qquad (Л.2)$$

где ΔU_i – определяемое по формуле (Л.1) падение напряжения в линии присоединения (проводе) фазы *i* (*a, b, c*), В;

ΔU_j – определяемое по формуле (Л.1) падение напряжения в линии присоединения (проводе) следующей фазы j (*b, c, a*), В.

Полученные значения потери напряжения ΔU_{ab}, ΔU_{bc} *и* ΔU_{ca} записывают в таблице Л.4.

Л.6.1.3 Абсолютные значения потерь фазного напряжения $\Delta U_ф$, В, в рабочих проводах четырехпроводной вторичной цепи вычисляют по формуле:

$$\Delta U_Ф = \Delta U_{i0} = \Delta U_i + \Delta U_0, \qquad (Л.3)$$

где ΔU_i и ΔU_0 – падения напряжения, определяемые по формуле (Л.1), в фазных *i* (*a, в, с*) и нулевом (*0*) проводах соответственно, В.

Полученные значения потерь напряжения ΔU_{a0}, ΔU_{b0} *и* ΔU_{c0} заносят в таблицу Л.4.

Примечание – Необходимость расчета потерь линейного или фазного напряжения определяется схемой включения цепей напряжения счетчика во вторичную цепь ТН.

Л.6.1.4 Относительные потери линейного напряжения $\delta U_{лин}$, %, в линиях (проводах) присоединения счетчика к ТН вычисляют по формуле

$$\delta U_{лин} = \frac{\Delta U_{лин}}{U_{2ном}} \cdot 100, \qquad (Л.4)$$

где $\Delta U_{лин}$ – см. формулу (Л.2),

$U_{2ном}$ – номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН (паспортное значение), В, а относительные потери фазного напряжения $\delta U_ф$, в процентах, в линиях (проводах), соединяющих счетчик с ТН, рассчитывают по формуле:

$$\delta U_ф = \frac{\Delta U_ф}{U_{2ном}} \cdot 100, \qquad (Л.5)$$

где $\Delta U_ф$ – см. формулу (Л.3).

Полученные значения относительных потерь напряжения $\delta U_{лин}$ и $\delta U_ф$ указывают в соответствующих графах таблицы Л.4.

Л.6.1.5 Формулы для расчета потерь напряжения во вторичной цепи ТН с учетом исходных данных о типе ТН, схеме соединения его вторичных обмоток и виде вторичной цепи представлены ниже в виде сводной таблицы Л.6

Л.6.1.6 Результаты измерений относительных потерь напряжения в цепях присоединения счетчиков к ТН записывают в протокол, форма которого приведена в приложении Г.

Л.6.1.7 Для оценки соответствия используют наибольшее из полученных по Л.6.1.4 трех значений потерь напряжения (фазного или линейного в соответствии со схемой включения счетчиков во вторичную цепь ТН).

Л.7 Оформление результатов измерений

Л.7.1 Результаты измерений оформляют записями в журнале согласно приложению Л.1.

Л.7.2 Результаты измерений оформляют протоколом, форма которого приведена в приложении Г. При этом, в протоколе делается заключение о соответствии (или несоответствии) потерь напряжения.

Л.7.3 Результаты измерений, оформленные документально по Л.7.2, удостоверяет лицо, проводившее измерения, а при необходимости – административно ответственное лицо (руководитель или главный инженер предприятия, начальник метрологической службы или другое лицо), подпись которого заверяют печатью предприятия.

Приложение Л.1
(рекомендуемое)
Формы записи исходных данных и результатов измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

Таблица Л.1.1 – Технические данные трансформатора напряжения

Наименование присоединения	Тип	Номинальное напряжение основной вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	Номинальная мощность, В.А, в классе точности				Схема соединения обмоток ТН и нагрузок
			0,2	0,5	1,0	3,0	

Таблица Л.1.2 – Результаты измерений

Наименование присоединения	$U_{2ном}$, В	Результат измерений на линейных проводах							
		падения напряжения, $U_п$, мВ (предел измерений, мВ)				напряжения наводок, $U_э$, мВ (предел измерений, мВ)			
		$U_{па}$ ($U_{ка}$)	$U_{пв}$ ($U_{кв}$)	$U_{пс}$ ($U_{кс}$)	$U_{п0}$ ($U_{к0}$)	$U_{эа}$ ($U'_{ка}$)	$U_{эв}$ ($U'_{кв}$)	$U_{эс}$ ($U'_{кс}$)	$U_{э0}$ ($U'_{к0}$)

Таблица Л.1.3 – Результаты определения потерь напряжения

Наименование присоединения	$U_{2н}$ ом, В	Расчетное значение падения напряжения в линейных проводах, мВ				Результат расчета потерь напряжения											
						линейного						фазного					
						$\Delta U_{лин}$, В (мВ)			$\delta U_{лин}$, %			$\Delta U_{ф}$, В (мВ)			$\delta U_{ф}$, %		
		ΔU_a	$\Delta U_в$	ΔU_c	ΔU_0	$\Delta U_{ав}$	$\Delta U_{вс}$	$\Delta U_{са}$	$\delta U_{ав}$	$\delta U_{вс}$	$\delta U_{са}$	$\Delta U_{а0}$	$\Delta U_{в0}$	$\Delta U_{с0}$	$\delta U_{а0}$	$\delta U_{в0}$	$\delta U_{с0}$

Таблица Л.1.4 – Результаты расчета относительной погрешности измерений потерь напряжения

Наименование присоединения	Наибольшее значение потерь напряжения			Относительная погрешность, %, вольтметра				Относительная погрешность измерений потерь напряжения, $\delta_{лин}$ или $\delta_{ф}$, %
				V1		V2		
	в фазе	$\Delta U_{лин}$ или $\Delta U_{ф}$, В (мВ)	$\delta U_{лин}$ или $\delta U_{ф}$, %	δ_i	δ_j	$\delta_{эi}$	$\delta_{эj}$	

Л.7.4 Измерения напряжения наводок в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

Л.7.4.1 Измерения напряжения наводок выполняют непосредственно после операций по Л.5.2.3 - Л.5.2.5.

Л.7.4.2 Собирают схему измерений, например, для фазы *c*, показанную на рисунке Л.2. Для этого изменяют схему измерений по Л.4.1.3 (см. рисунок Л.1) в следующем порядке:

- отключают провод фазы **c** от сборки выводов ТН *СВ*1 в клеммном шкафу;
- заземляют провод фазы *c*;
- подключают к проводу фазы *c* свободную жилу кабеля (*d*);
- отключают комбинированный прибор *V1* типа Щ4300 (см. рисунок Л.1) и подключают вместо него более чувствительный милливольтметр *V2* типа В3-38 (см. рисунок Л.2).

Примечание – Рекомендуется для уменьшения влияния помех на входной измерительный кабель (входные провода) высокоомного прибора В3-38 включить параллельно его входу резистор *R* (на рисунке Л.2 указан пунктиром).

Л.7.4.3 Переключают милливольтметр *V2* на необходимый поддиапазон измерений.

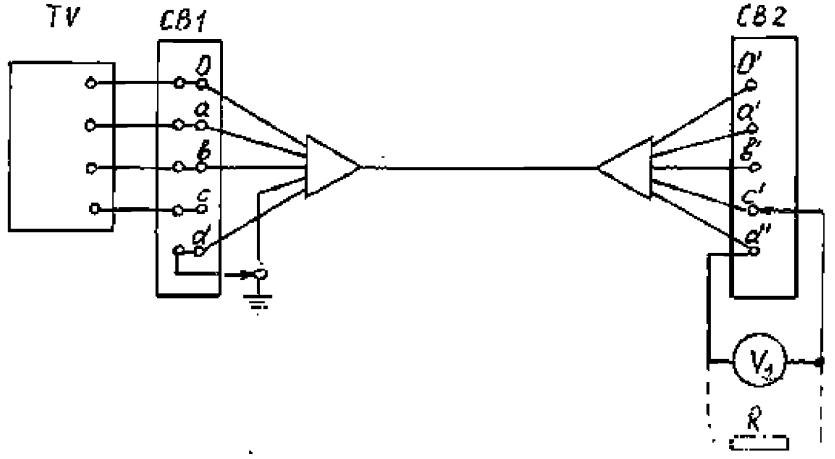
Л.7.4.4 Результаты измерений напряжения наводок в фазе с $U_{эс}$ и значение использованного поддиапазона измерений $U'_{кс}$ записывают в таблицу Л.3, значение поддиапазона измерений $U'_{кс}$ записывают в скобках.

Примечание – Как показывает практика, обычно значение напряжения наводок $U_э$ составляет единицы милливольт.

Л.7.4.5 После перехода на следующую фазу, например, на фазу *b* (а также далее на фазу *a*) и выполнения измерений по Л.5.2.2 - Л.5.2.5 повторяют операции согласно Л.1.1.2 – Л.1.1.4 для каждой следующей фазы (*b* и *a*).

Л.7.4.6 Аналогичным образом выполняют измерения напряжения наводок $U_{э0}$ в нулевом проводе кабеля (*0*).

Л.7.4.7 Результаты измерений напряжения наводок $U_э$ записывают в таблицу Л.3; значение поддиапазона измерений милливольтметра *V2* (см. рисунок Л.2) $U'_к$ записывают в скобках.



TV – соединение однофазных ТН или трехфазного ТН с трех- или четырехпроводной вторичной цепью; *CB1* – сборка выводов ТН в клеммном шкафу; *CB2* – сборка выводов панели счетчиков на щите управления; *а-а′, в-в′, с-с′, 0-0′* – рабочие провода кабеля; *d-d′* – свободная жила кабеля; *V2* – милливольтметр В3-38; *R* – резистор типа МЛТ–0,5 (ОМЛТ или др.) сопротивлением от 1 до 2 кОм.

Рисунок Л.2 – Схема измерений напряжения наводок при определении потерь напряжения в цепях напряжения счетчиков

Таблица Л.1.6 – Формулы для определения потерь напряжения во вторичных цепях трансформатора напряжения

Схема соединения вторичных обмоток ТН; вид вторичной цепи	Тип ТН	Паспортное значение $U_{2ном}$, В	Измеренное значение		Расчетное падение напряжения, В, (см.формулу (К1))	Формула для расчета потерь напряжения			
			падения напряжения в проводе $U_{пi}$, В	напряжение наводки $U_{эi}$, В		линейного		фазного	
						$\Delta U_{лин}$, В, (см.формулу (2))	$\delta U^*_{лин}$, % номинального (см. формулу (4))	$\Delta U_ф$, В, (см.формулу (3))	$\delta U^*_ф$, % номинального (см. формулу (5))
«Открытый треугольник»; трехпроводная цепь	2 однофазных (НОЛ, НОМ, НОС)	100	$U_{па}=U_{аа}'$ $U_{пв}=U_{вв}'$ $U_{пс}=U_{сс}'$	$U_{эа}$ $U_{эв}$ $U_{эс}$	$\Delta U_а= U_{па} - U_{эа}$ $\Delta U_в= U_{пв} - U_{эв}$ $\Delta U_с= U_{пс} - U_{эс}$	$\Delta U_{ав}=\Delta U_а+\Delta U_в$ $\Delta U_{вс}=\Delta U_в+\Delta U_с$ $\Delta U_{са}=\Delta U_с+\Delta U_а$	$\delta U_{ав}=\Delta U_{ав}$ $\delta U_{вс}=\Delta U_{вс}$ $\delta U_{са}=\Delta U_{са}$	–	–
«Звезда»; трехпроводная цепь	3 однофазных (НОЛ, НОМ, НОС)	100**					$\delta U_{ав}=\Delta U_{ав}/\sqrt{3}$ $\delta U_{вс}=\Delta U_{вс}/\sqrt{3}$ $\delta U_{са}=\Delta U_{са}/\sqrt{3}$		
«Звезда с нулевым проводом»; четырехпроводная цепь	Три однофазных (ЗНОМ, ЗНОЛ, НДЕ, НКФ)	$100/\sqrt{3}$ **	$U_{па}=U_{аа}'$ $U_{пв}=U_{вв}'$ $U_{пс}=U_{сс}$ $U_{по}=U_{00}'$	$U_{эа}$ $U_{эв}$ $U_{эс}$ $U_{э0}$	$U_а= U_{па} - U_{эа}$ $U_в= U_{пв} - U_{эв}$ $U_с= U_{пс} - U_{эс}$ $U_0= U_{по} - U_{э0}$	$\Delta U_{ав}=\Delta U_а+\Delta U_в$ $\Delta U_{вс}=\Delta U_в+\Delta U_с$ $\Delta U_{са}=\Delta U_с+\Delta U_а$	$\delta U_{ав}=\Delta U_{ав}$ $\delta U_{вс}=\Delta U_{вс}$ $\delta U_{са}=\Delta U_{са}$	$\Delta U_{а0}=\Delta U_а+\Delta U_0$ $\Delta U_{в0}=\Delta U_в+\Delta U_0$ $\Delta U_{с0}=\Delta U_с+\Delta U_0$	$\delta U_{а0}=\sqrt{3}\,\Delta U_{а0}$ $\delta U_{в0}=\sqrt{3}\,\Delta U_{в0}$ $\delta U_{с0}=\sqrt{3}\,\Delta U_{с0}$
	Трехфазный (НТМИ, НТМК)	100							$\delta U_{а0}=\Delta U_{а0}$ $\delta U_{в0}=\Delta U_{в0}$ $\delta U_{с0}=\Delta U_{с0}$
Примечания:									

* численные равенства без учета размерности физической величины; ** фазное напряжение для данной цепи

Пример:

Определение потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения

1 Исходные данные

1.1 Объект измерений: три однофазных ТН типа НКФ-220 с вторичными обмотками, соединенными по схеме звезды с нулевым проводом, установленные на подстанции. ТН соединены с расчетным счетчиком типа Альфа (трехэлементный, четырехпроводный), рабочим напряжением которого является фазное напряжение вторичной цепи ТН. Помимо счетчика, нагрузку ТН составляют другие СИ, включенные на междуфазные напряжения. В кабеле присоединения ТН к счетчику имеется свободная жила.

1.2 Технические данные ТН приведены в таблице 1 примера (на основе формы таблицы Л.1.1)

Таблица 1 примера – Технические данные трансформатора напряжения

Наименование присоединения	Тип	Номинальное напряжение вторичной обмотки, $U_{2ном}$, В	Номинальная мощность, В·А, в классе точности		Схема соединения обмоток ТН и нагрузок
			0,5	1,0	
П/ст.	НКФ-220-58У1	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	400	600	

1.3 Метод измерений – согласно Л.2.1.

1.4 Схема измерений – согласно рисунку Л.1.

1.5 Применяемые средства измерений – Щ4300 (V_1) и В3-38 (V_2) (см. таблицу Л.1).

2 Результаты измерений падения напряжения и напряжения наводок в линейных проводах кабеля присоединения счетчика к ТН представлены в таблице Л.8 (по форме таблицы Л.1.2).

Таблица 2 примера – Результаты измерений

Наименование присоединения	$U_{2ном}$, В	Результат измерений на линейных проводах							
		падения напряжения, $U_п$ мВ, (предел измерений, мВ)				напряжения наводок, $U_э$ мВ, (предел измерений, мВ)			
		$U_{па}$ ($U_{ка}$)	$U_{пв}$ ($U_{кв}$)	$U_{пс}$ ($U_{кс}$)	$U_{по}$ ($U_{к0}$)	$U_{эа}$ ($U'_{ка}$)	$U_{эв}$ ($U'_{кв}$)	$U_{эс}$ ($U'_{кс}$)	$U_{э0}$ ($U'_{к0}$)
П/ст.	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	33,6 (200)	14,5 (200)	51,0 (200)	8,0 (200)	1,6 (3)	2,1 (3)	1,8 (3)	1,6 (3)

3 Определение потерь фазных напряжений

3.1 Падение напряжения в каждом линейном проводе (расчетные значения ΔU_a, $\Delta U_в$, ΔU_c, ΔU_0) определены по формуле (Л.1):

$\Delta U_a = U_{па} - U_{эа} = 33,6 - 1,6 = 32,0$ мВ,

$\Delta U_в = U_{пв} - U_{эв} = 14,5 - 2,1 = 12,4$ мВ,

$\Delta U_c = U_{пс} - U_{эс} = 51,0 - 1,8 = 49,2$ мВ,

$\Delta U_0 = U_{по} - U_{э0} = 8,0 - 1,6 = 6,4$ мВ.

3.2 Потери фазных напряжений рассчитаны по формуле (Л.3):

$\Delta U_{a0} = \Delta U_a + \Delta U_0 = 32,0 + 6,4 = 38,4$мВ,

$\Delta U_{в0}=\Delta U_{в}+\Delta U_{0}=12,4+6,4=18,8$ *мВ,*

$\Delta U_{с0}=\Delta U_{с}+\Delta U_{0}=49,2+6,4=55,6$ *мВ.*

3.3 Относительные потери фазных напряжений определены по формуле (Л.5):

$$\delta U_{а0}=\frac{\Delta U_{а0}}{U_{2ном}}\cdot 100=\frac{38,4\cdot 10^{-3}\cdot 1,73}{100}\cdot 100=0,066\,\%,$$

$$\delta U_{в0}=\frac{\Delta U_{в0}}{U_{2ном}}\cdot 100=\frac{18,8\cdot 10^{-3}\cdot 1,73}{100}\cdot 100=0,032\,\%,$$

$$\delta U_{с0}=\frac{\Delta U_{с0}}{U_{2ном}}\cdot 100=\frac{55,6\cdot 10^{-3}\cdot 1,73}{100}\cdot 100=0,096\,\%.$$

3.4 Результаты определения абсолютных и относительных потерь фазных напряжений представлены в таблице Л.9 (по форме таблицы Л.1.3).

Таблица 3 примера – Результаты определения абсолютных и относительных потерь фазных напряжений

Наименование присоединения	$U_{2ном}$, В	Расчетное значение падения напряжения, мВ				Результат расчета потерь фазного напряжения					
						мВ			%		
		$\Delta U_{а}$	$\Delta U_{в}$	$\Delta U_{с}$	ΔU_{0}	$\Delta U_{а0}$	$\Delta U_{в0}$	$\Delta U_{с0}$	$\delta U_{а0}$	$\delta U_{в0}$	$\delta U_{с0}$
П/ст.	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	32,0	12,4	49,2	6,4	–38,4	–18,8	–55,6	–0,06	–0,03	–0,096

Заключение: Максимальное относительное значение потерь фазного напряжения $\delta U_{с0}$ составляет не более минус 0,1 %.

Приложение М
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по измерению погрешности электросчетчика

М.1 Общие положения

Методические рекомендации по измерению погрешности электросчетчика устанавливают порядок измерения погрешности электросчетчика, по каждому измерительному каналу (активный, реактивный канал), на месте установки, на рабочем токе.

Погрешность электросчетчика можно измерить переносными метрологическими приборами (*например*: производства ОАО «Концерн Энергомера»):

- прибор энергетика многофункциональный портативный ЭНЕРГОМЕРА СЕ602-100К, класса точности 0,5;
- эталонный электронный трехфазный счетчик портативный многофункциональный ЦЭ6815, класса точности 0,1;
- эталонный электронный трехфазный портативный переносной счетчик ЦЭ6806 П, классов точности 0,1, 0,2 и другими аналогичными метрологическими приборами.

М.2 Измерение погрешности электросчетчика

М.2.1 Измерение погрешности электросчетчика, по каждому измерительному каналу

Примечание – Все работы с приборами проводить в соответствии с их руководствами по эксплуатации.

М.2.1.1 Для поверки одно- и трехфазных средств измерений электрической мощности и энергии в лабораторных и производственных условиях при наличии источника испытательных сигналов, а также для определения погрешностей средств измерений электрической мощности и энергии на местах их эксплуатации при реально существующей во время измерений нагрузке целесообразно использовать прибор СЕ602. Он комплектуется токоизмерительными клещами, предназначенными для определения погрешностей одно- и трехфазных средств измерений электрической мощности и энергии на местах их эксплуатации без разрыва электрической цепи при существующей во время измерений нагрузке, а кроме этого, для измерений мощности нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения при существующих во время измерений сигналах.

М.2.1.2 Прибор обеспечивает ввод и отображение на индикаторном табло информации, необходимой для работы и задания режимов работы в соответствии с эксплуатационной документацией.

В зависимости от установленного режима работы прибор измеряет (со временем усреднения от 1 до 9 с) и отображает на индикаторном табло:

- среднеквадратические значения напряжений в контролируемой сети;
- среднеквадратические значения силы тока в последовательных цепях;

- значения активной мощности;
- значения реактивной мощности;
- значения полной мощности;
- значения коэффициентов активной и реактивной мощности;
- значения углов сдвига фазы между сигналами напряжения и тока, а также между сигналами напряжения разных фаз;
- значение частоты тока в контролируемой сети.

В режиме определения погрешностей испытуемых счетчиков прибор обеспечивает вывод на индикацию результатов определения погрешностей с разрешающей способностью 0,01 %.

М.2.1.3 Прибор обеспечивает запись, хранение в энергонезависимой памяти и последующую передачу на персональный компьютер до 100 результатов определения погрешностей испытуемых счетчиков электроэнергии с фиксацией параметров сигналов в контролируемой сети, типов испытуемых счетчиков, их заводских номеров и адресов, по которым они установлены, а также даты испытаний.

Электрическое питание прибора осуществляется от контролируемой сети или от однофазной сети 220 В.

М.2.1.4 Диапазон измерения коэффициентов активной и реактивной мощностей от минус 1,0 до 1,0. Диапазон измерения углов сдвига фазы от минус 180 до 180 град. Диапазон измерения частоты тока в контролируемой сети от 45 до 55 Гц.

Прибор обеспечивает определение погрешностей испытуемых счетчиков с передаточным числом от 0,00001 до 9999999 имп/кВт.ч (имп/квар.ч).

М.2.1.5 Прибор обеспечивает обмен с внешними устройствами по цифровому интерфейсу RS-232. Адаптер интерфейса RS-232 позволяет с персонального компьютера, при помощи управляющей программы обмена, производить доступ к памяти FRAM с целью чтения, записи или модификации данных.

М.2.1.6 Работа прибора основана на преобразовании аналоговых сигналов напряжения и тока в последовательность цифровых кодов по методу аналого-цифрового преобразования. Математическая обработка цифровых сигналов позволяет получить значения активной, реактивной и полной мощности, среднеквадратические значения напряжения и тока, частоты сети, а также фазовые сдвиги.

На лицевой панели прибора расположены жидкокристаллический дисплей и пленочная клавиатура.

На верхней панели прибора находятся:

- гнезда «НАПРЯЖЕНИЕ» для подключения к цепи измерительного напряжения;
- разъем «ТОК» для подключения токовых клещей или блока трансформаторов тока;
- разъем «220 В» для подключения внешнего напряжения питания;
- разъем «F» для подключения фотоголовки или кабеля для импульсного выхода поверяемого счетчика.

- разъем «RS-232» для подключения интерфейсного шнура к COM-порту персонального компьютера;

М.2.2 Порядок работы

М.2.2.1 Задание режимов работы и управление работой прибора производится с помощью ЖК-дисплея и клавиатуры.

Назначение кнопок клавиатуры указано в таблице Л.1.

Таблица М.1 – Назначение кнопок клавиатуры

Клавиша	Выполняемая функция
0 - 9	Ввод цифр и знаков
F	Выполнение назначенных в программе функций
ENTER	Ввод данных, запуск выбранного режима
ESC	Отмена режима, действия, пробел при вводе информации
↑	Переход к предыдущей странице экрана
↓	Переход к следующей странице экрана
↑, ↓, ←, →	Передвижение курсора по пунктам меню

Прибор может работать в одном из режимов:

- выбор счетчика;
- измерение;
- результаты;
- настройки;
- обмен с ПК;
- калибровка.

М.2.2.2 В режиме «ВЫБОР СЧЕТЧИКА» производится выбор адреса места установки проверяемого счетчика, его номера и типа.

При этом, если в режиме «ИЗМЕРЕНИЕ» результаты измерения погрешности регистрироваться не будут, выбор счетчика можно не производить.

«ИЗМЕРЕНИЕ» - основной режим, в нем производится измерение всех параметров и запись, при необходимости, в энергонезависимую память прибора.

Режим «РЕЗУЛЬТАТЫ» позволяет выполнить просмотр результатов измерений, записанных в энергонезависимую память прибора.

В режиме «НАСТРОЙКИ» производится установка часов и календаря; коррекция суточного хода часов; включение/отключение режима возврата. Функция возврата предназначена для режима измерения. Она обеспечивает прибору возможность продолжения измерения (сразу же после включения прибора) в том же режиме, в котором он находился во время последнего выключения.

М.2.2.3 Режим «ОБМЕН С ПК» предназначен для передачи в ПК результатов измерений, записанных в энергонезависимую память прибора, а также получению из ПК идентификационных параметров счетчиков (адреса мест установки для проверяемых счетчиков, их номера и типы).

В режиме «КАЛИБРОВКА» производится запись корректирующих поправок по напряжению, току и фазе, а также задание пределов измерения по току для различных исполнений прибора. Режим доступен только при вскрытии прибора.

Включение прибора производится при подключении к контролируемой сети переменного тока. При этом на дисплее появляется информационное меню прибора.

Информационное меню (после включения):

В верхней строке отображаются: XX.XX.XX - дата (число, месяц, год);

ДД - день недели;

XX:XX - время (часы, минуты).

В нижней строке отображаются: исполнение по току для токоизмерительных клещей (100 А, 300 А, 400 А и 1200 А) и трансформатора тока (может быть 7,5 /1,5 А и 60 А).

Версия программного обеспечения.

По кнопке < *ENTER* > производится переход к меню режимов работы.

Режим «ВЫБОР СЧЕТЧИКА»

Переход к режиму производится из меню режимов работы по кнопке < *1* >. При этом на дисплее появится меню для выбора текущей записи из имеющегося числа записей (максимальное число записей - 100).

Добавление новых записей производится из этого меню по кнопке < *F* >.

Для перехода к имеющейся записи необходимо набрать её номер и нажать кнопку < *ENTER* >.

При этом на дисплее появится меню адресов. В зависимость от количества записанных в прибор адресов, меню может содержать до 25 окон (по 4 адреса в окне). Переход от одного окна к другому производится с помощью кнопок < ← > или < → >. Переход между адресами в окне производится с помощью кнопок < ↓ > или < ↑ >.

После выбора адреса, для просмотра или изменения идентификационных параметров счетчика по выбранному адресу, необходимо нажать кнопку < ENTER >. При этом на дисплее появится меню идентификационных параметров.

В правом верхнем углу индицируется номер текущей записи. Если номер и тип счетчика соответствуют адресу, то для выбора счетчика, нажать кнопку < ENTER >. При этом необходимо, чтобы моргающий курсор находился в правом верхнем углу.

Удаление записей производится из меню по кнопке < *F* >.

Переход от одной записи к другой можно произвести с помощью кнопок <←> или <→>.

Для изменения или задания нового значения одного из параметров необходимо:

- выбрать нужный параметр (переход между параметрами меню производится по кнопкам < ↓ > или < ↑ >), нажать кнопку < ENTER >;

- в появившемся меню ввода знаковой информации набрать нужные данные параметров адреса (до 19 знаков), номера или типа счетчика (до 10 знаков).

После завершения набора нажать кнопку < ENTER >

Примечания:

1. Набор букв производится кнопками цифр, соответствующих номеру столбца. Количество нажатий на кнопку должно соответствовать номеру строки (например, для ввода буквы Д нажать кнопку с цифрой 1 три раза).

2. Для удаления знака пользоваться кнопкой <←>.

3. При наборе можно использовать символы "•", "-", "/", "_" (аналогично набору букв).

4. Ввод пробела производится кнопкой < → >.

М.2.2.4 Режим «ИЗМЕРЕНИЕ»

Переход к измерению производится из меню режимов работы по кнопке <2>. При этом на дисплее появится меню «ИЗМЕРЕНИЕ»:

В правом верхнем углу отображаются:

- схема подключения прибора к измерительной сети

3Ф4П - схема подключения трехфазная, четырехпроводная,

3ФЗП - схема подключения трехфазная, трехпроводная,

1Ф2П - схема подключения однофазная, двухпроводная.

Схема подключения выбирается из меню функций по кнопке < *F* >.

- датчик тока

ТК - токоизмерительные клещи;

ТТ - трансформатор тока.

Перелистывание страниц меню по кнопкам < ↑ >, < ↓ >

Для выбора режима измерения необходимо нажать на клавиатуре соответствующую цифру.

Меню функций по кнопке < F >.

Вход тока (ТК или ТТ) выбирается для исполнений приборов, работающих с токоизмерительными клещами и трансформатором тока.

Схема подключения выбирается в соответствии с видом измерительной сети. Время измерения - в зависимости от условий измерения (1-9 с).

М.2.2.5 Измерение параметров сети

В режиме измерения параметров сети производится измерение:

- активных, реактивных и полных мощностей (суммарных и фазных);
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- среднеквадратических значений напряжения;
- среднеквадратических значений тока;
- углов между векторами напряжений, а также напряжений и токов.

М.2.2.6 Измерение параметров сети для трехфазной, четырехпроводной схемы подключения.

Переход к режиму производится из меню измерения по кнопке < 1 >.

P, Q, S - активная, реактивная и полная мощности суммарные по трем фазам.

Перелистывание страниц меню по кнопкам < ↑ >, <↓ >

активная, реактивная

U, I - напряжение и ток по фазам А, В, С.

U, ° - угол между сигналами напряжения по отношению к первой фазе, в градусах.

U л I, ° - угол между сигналами напряжения и тока по фазам а, Ь, с в градусах.

По кнопке < ESC > возможен переход к предыдущему меню «ИЗМЕРЕНИЕ».

М.2.2.7 Измерение параметров сети для трехфазной, трехпроводной схемы подключения.

P, Q, S - активная, реактивная и полная мощности суммарные по фазам.

Перелистывание страниц меню по кнопкам <↑>, <↓>

P, Q - активная, реактивная мощности по фазам а и с.

U - напряжение между фазами, I - ток в фазах а и с.

U л U, ° - угол между сигналами напряжения, в градусах.

U л I, ° - угол между сигналами напряжения и тока по фазам а и с, в градусах.

М.2.2.8 Измерение погрешности счетчиков в автоматическом режиме.

Измерение погрешности счетчиков в автоматическом режиме производится по частоте импульсного выхода поверяемого счетчика или по частоте вращения диска индукционного счетчика, поступающей с фотосчитывающего устройства.

Переход к режиму производится из меню "ИЗМЕРЕНИЕ" по кнопке <2>. При этом на дисплее появится меню параметров режима.

Счетчик, его номер и режим измерения можно выбрать из меню функций по кнопке <F>.

Выбор счетчика производится по кнопке <1> .

Выбор режима измерения (АКТ - для проверки счетчиков, измеряющих активную энергию или РЕАКТ -для проверки счетчиков, измеряющих реактивную энергию) производится по кнопке <2>.

Задание коэффициента трансформации трансформатора тока производится по кнопке <3>.

При необходимости, значения параметров могут быть изменены:

- A (постоянная поверяемого счетчика) - от 0,00001 до 9999999 имп/кВт·час, T (время измерения) - от 1 до 999 с, N (число меток) - от 1 до 9.

- параметр "Число меток" применяется при поверке индукционных счетчиков по фотосчитывающему устройству.

Он численно равен числу меток за один оборот диска индукционного счетчика, на которое срабатывает фотосчитывающее устройство. При поверке электронных счетчиков по импульсному выходу параметр число меток равен единице.

Переход между параметрами производится по кнопкам:

(<↑>, <↓>, <→>,<←>).

По умолчанию остаются последние введенные параметры. Для начала измерения погрешности необходимо нажать кнопку < ENTER >.

При этом на табло появится меню параметров измеряемых в режиме погрешности: относительной погрешности поверяемого счетчика и суммарной мощности.

Индицироваться может активная (*P*, в кВт) или реактивная (*Q*, в кВар) мощность, в зависимости от выбранного режима измерения мощности. Значение мощности обновляется с интервалом около 1 с.

q - погрешность проверяемого счетчика.

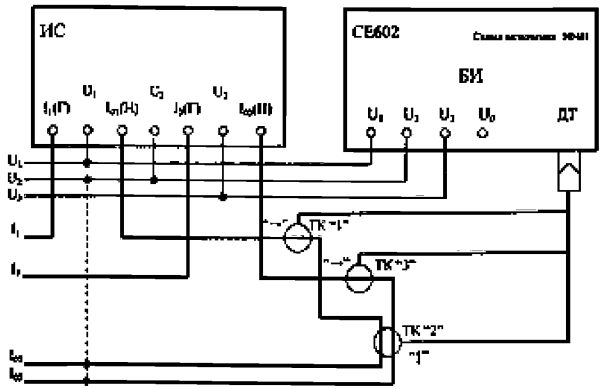
Значение погрешности появится и будет периодически обновляться через заданное оператором время. Т.к. погрешность определяется за целое число

периодов частоты импульсного выхода (оборотов диска) поверяемого счетчика, время измерения может быть несколько больше заданного.

Запись измеренной погрешности производится по кнопке <↓>.

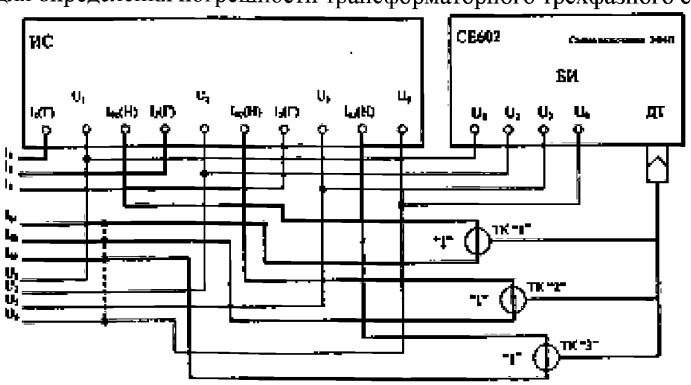
Измеренную погрешность отражают в Паспорте протоколе ИИК и Приложении Д Протокол измерения погрешности электросчетчика.

М.3 Схемы подключения прибора



ИС – Испытуемый трансформаторный трехфазный счетчик; БИ – измерительный блок прибора; ТК – Токовые клещи прибора

Рисунок М.1 – Допустимая схема подключения прибора с помощью токовых клещей для определения погрешности трансформаторного трехфазного счетчика



ИС – Испытуемый трансформаторный трехфазный четырехпроводный счетчик; БИ – измерительный блок прибора; ТК – Токовые клещи прибора

Рисунок М.1 – Схема подключения прибора с помощью токовых клещей для определения погрешности трансформаторного трехфазного четырехпроводного счетчика

Приложение Н
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по проверке правильности соединения электросчетчика, измерительных трансформаторов тока и напряжения, снятие, построение и анализ векторной диаграммы

Н.1 Общие сведения

В методических рекомендациях описываны методы снятия, построения и анализа векторных диаграмм, с использованием современных переносных измерительных приборов, позволяющих вовремя обнаружить ошибки в подключении приборов учета (вольтамперфазометры ВАФ-85-М1, Парма ВАФ-А, эталонные счетчики СЕ602–100К, ЦЭ6815 и другие).

Примечание: Все измерения необходимо производить в соответствии с руководством по эксплуатации измерительных приборов.

Н.2 Проверка правильности схем соединения электросчетчика, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, снятие, построение и анализ векторной диаграммы

Н.2.1 Проверка правильности включения цепей напряжения заключается в контроле правильности маркировки фаз и исправности цепей напряжения.

Проверку выполняют:

- под рабочим напряжением;
- измерением всех линейныех напряжений и напряжений каждой фазы относительно «земли».

В исправных цепях все линейные напряжения равны и составляют от 100 до 110 В. Значения же напряжений между фазой и «землей» зависят от схемы включения трансформатора напряжения и выполнения вторичных цепей. Если два однофазных трансформатора напряжения соединены в открытый треугольник, либо применен трехфазный трансформатор напряжения с заземленной фазой «В», то напряжение этой фазы относительно «земли» равно 0, а на остальных фазах оно равно линейному. Если в трехфазном трансформаторе напряжения заземлена нейтраль вторичной обмотки, то напряжения всех фаз относительно «земли» составят 57,7 В $\left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)$.

На рисунке Н.1 приведена схема соединения трансформатора напряжения (ТН) в звезду. При такой схеме фазные напряжения на вторичной стороне соответствуют фазным напряжениям относительно земли первичной стороны. Заземление нейтрали первичной обмотки ТН и наличие нулевого провода во вторичной цепи являются обязательным условием для получения фазных напряжения относительно земли. В данном случае напряжения:

$U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = 100$ В; $U_{A0} = U_{B0} = U_{C0} = \left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right) = 57{,}7$ В.

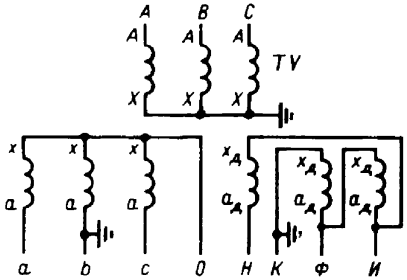


Рисунок Н.1 – Схема соединения обмоток измерительного трансформатора в «Звезду»

На рисунке Н.2 приведена схема соединения обмоток трансформаторов напряжения в открытый треугольник. Она выполняется при помощи двух однофазных ТН, включенных на два междуфазных напряжения, например U_{AB} и U_{BC}. Напряжение на зажимах вторичных обмоток ТН всегда пропорционально междуфазным напряжениям, подведенным с первичной стороны. Схема позволяет получать все три междуфазных напряжения U_{AB}, U_{BC} и U_{CA}.

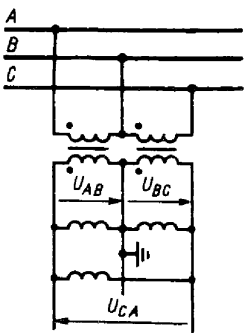


Рисунок Н.2 – Схема соединений однофазных ТН в «Открытый треугольник»

В данном случае напряжения: $U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = 100$ В.

Проверку правильности наименования фаз начинают с отыскания фазы «В», которая должна быть подсоединена к среднему зажиму счетчика. Ее легко найти по результатам измерения напряжений относительно земли.

Для выявления причин обратного чередования фаз проверяют чередование фаз на ближайшей к трансформатору напряжения сборке зажимов и повторяют прозвонку цепей напряжения. После исправления ошибки (пересоединение «крайних» фаз в первичных цепях или в цепях трансформатора напряжения) проверку чередования фаз повторяют.

Определение правильности маркировки значительно упрощается, если от этого трансформатора напряжения питаются другие счетчики или устройства

релейной защиты с заведомо проверенной правильностью включения. Тогда достаточно сфазировать с ними проверяемый счетчик.

Если при измерении линейных напряжений одно из них, обычно между крайними зажимами, будет около 173 В, то это указывает на то, что вторичная обмотка одного трансформатора напряжения вывернута по отношению к вторичной обмотке второго трансформатора.

После исправления ошибок в схеме и устранения неисправностей все измерения повторяют.

Н.2.2 Проверка правильности включения токовых цепей.

Для проверки вторичных цепей трансформаторов тока снимается векторная диаграмма токов, т. е. определяются значения и положения векторов токов, проходящих через последовательные обмотки счетчика, относительно векторов напряжения. Затем они сопоставляются с ожидаемыми расположениями векторов вторичного тока, определяемыми характером первичной нагрузки, направлением и значением активной и реактивной мощностей.

Характер нагрузки, зависящей от присоединенного потребителя, данные о наличии синхронных компенсаторов, конденсаторных батарей приведены в таблице Н.1.

Таблица Н.1 – Характер нагрузки, зависящей от присоединенного потребителя и наличия синхронных компенсаторови/или конденсаторных батарей

Группа потребителей	Режим больших нагрузок	Режим малых нагрузок	Компенсирующее устройство	
			Статические конденсаторы	Синхронные машины
Бытовой потребитель	Индуктивный	Индуктивный	---	---
Промышленный потребитель	Индуктивный	Индуктивный	Есть	---
Сельскохозяйственный потребитель	Индуктивный	Индуктивный	---	---
Нефтегазодобывающий комплекс	Индуктивный	Емкостный	Есть	Есть
Линии связи 220/110/35 кВ	Индуктивный	Емкостный	---	---

После снятия и построения векторной диаграммы приступают к сравнению ее с расчетной предварительной диаграммой. Как должны располагаться векторы токов на диаграмме поясняют следующие примеры:

Рассмотрим диаграмму распределения активной и реактивной энергии по квадрантам. Диаграмма соответствует ГОСТ Р 52425.

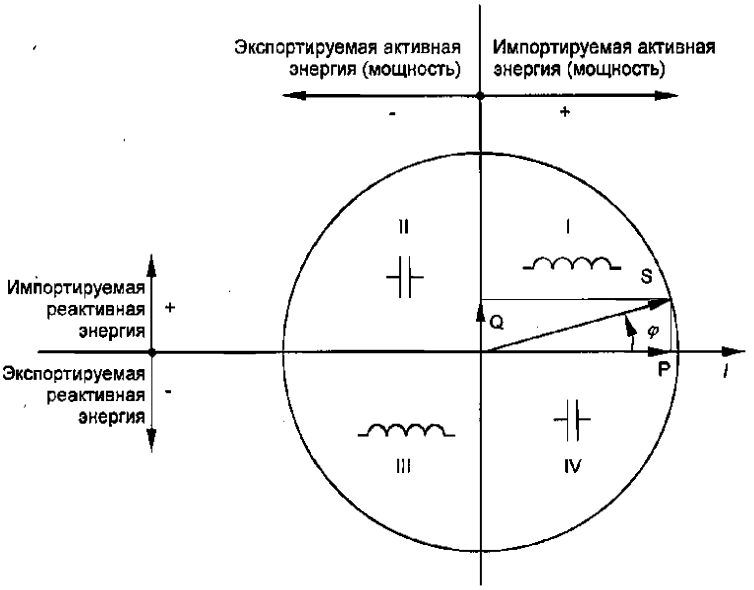


Рисунок Н.3 – Диаграмма распределения активной и реактивной энергии по квадрантам.

Расположение векторов токов относительно одноименных фазных напряжений принято изображать в зависимости от направления мощности в первичной сети в соответствии со следующими правилами:

- за положительное направление активной и реактивной мощностей или тока принято направление их от шин станции или подстанции;

- положительное значение активной мощности (тока) принято при совпадении вектора тока с положительным направлением вектора одноименного фазного напряжения (ось (+) активная мощность P);

- положительное значение реактивной мощности (тока) принято, когда вектор тока отстает на 90° от вектора одноименного фазного напряжения (ось (+) реактивная мощность Q).

При принятых положительных направлениях вектор тока, например, I_A, фазы A может располагаться относительно вектора напряжения U_A во всех четырех квадрантах в зависимости от направлений активной и реактивной мощностей в соответствии с таблицей Н.2

Таблица М.2

Направление мощности от шин (+) к шинам (-)	Квадрант, в котором расположен вектор тока (I_a)			
	1-й квадрант	2-й квадрант	3-й квадрант	4-й квадрант
Активной	+	-	-	+
Реактивной	+	+	-	-

Это правило, справедливо и для фаз B и C.

Векторные диаграммы токов и напряжений при расположении токов во всех квадрантах приведены на рисунках Н.4–Н.7.

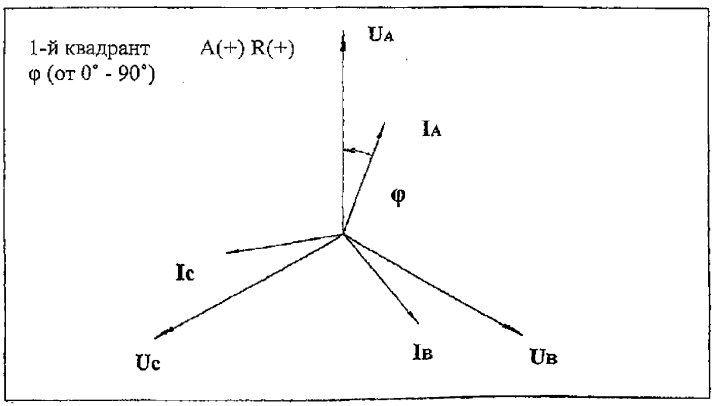
Для построения вектора тока необходимо знать, в каком квадранте он находится и под каким углом расположен к напряжению; для этого должны быть

определены направления активной и реактивной мощностей в цепи проверяемого присоединения и соотношения между ними или их величины, что даст возможность определить угол между векторами напряжения и тока.

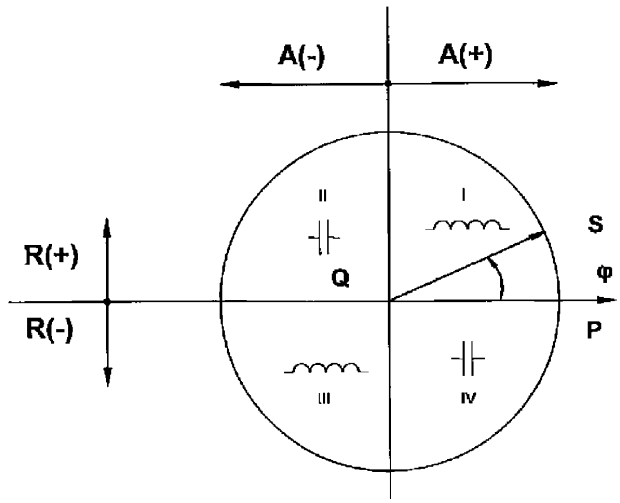
Направление мощности может быть определено по показаниям щитовых ваттметров активной и реактивной мощностей, по построенным векторным диаграммам (определяют угол от вектора тока против часовой стрелке до одноименного вектора фазного напряжения, см. рисунки Н.4 – Н.7.), а также по показаниям многофункциональных электросчетчиков, в режиме измерения параметров сети.

Первый квадрант:

Угол φ изменяется от 0 до 90°, индуктивный характер нагрузки, активная мощность – положительная, реактивная мощность – положительная. Векторная диаграмма характерна для бытовых, мелкомоторных и ряда промышленных потребителей электроэнергии.



а) Расположение векторов тока относительно векторов напряжений при активной и реактивной мощности A(+) и R(+)

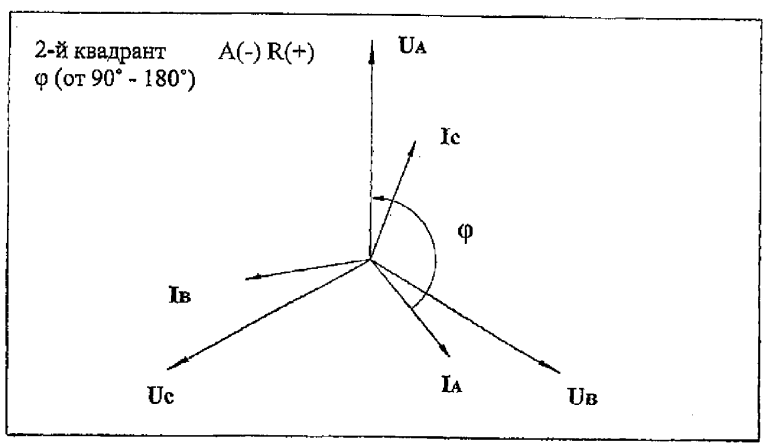


б) Диаграмма распределения активной и реактивной мощности

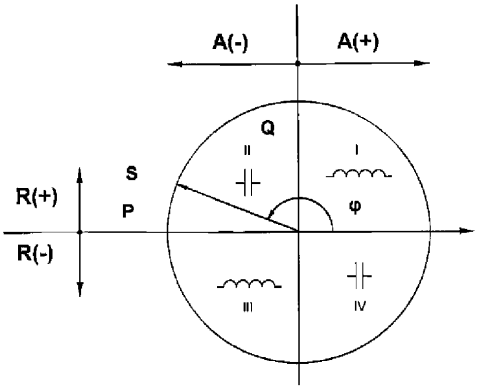
Рисунок Н.4 – Расположение векторов тока относительно векторов напряжений активной и реактивной мощности и диаграмма распределения активной и реактивной мощности

Второй квадрант:

Угол φ изменяется от 90 до 180°, емкостной характер нагрузки, активная мощность – отрицательная, реактивная мощность – положительная. Векторная диаграмма характерна для учета на линиях связи ВЛ 35/110/220 кВ, а также для подстанций нефтегазодобывающего комплекса.



а) Расположение векторов тока относительно векторов напряжений при активной и реактивной мощности A(–) и R(+).

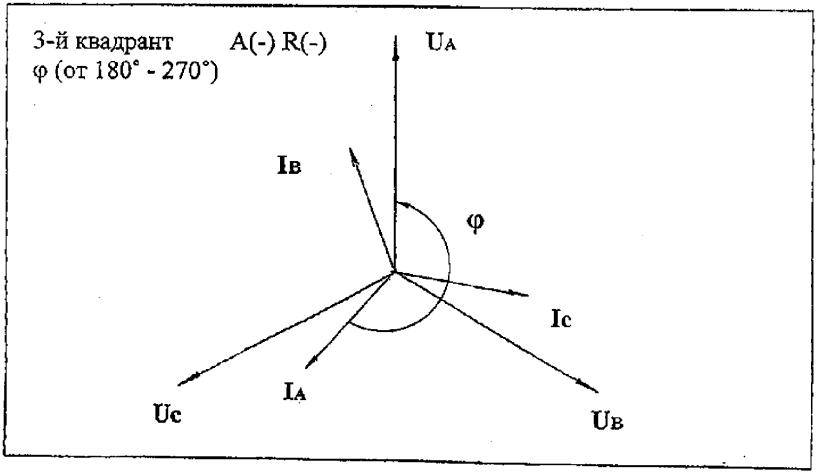


б) Диаграмма распределения активной и реактивной мощности

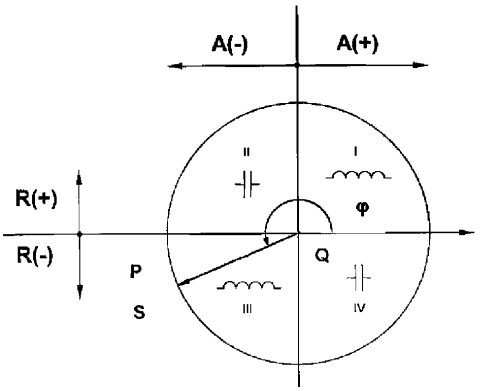
Рисунок Н.5 – Расположение векторов тока относительно векторов напряжений активной и реактивной мощности и диаграмма распределения активной и реактивной мощности

Третий квадрант:

Угол φ изменяется от 180 до 270°, индуктивный характер нагрузки, активная мощность – отрицательная, реактивная мощность – отрицательная. Векторная диаграмма характерна для учета на линиях связи ВЛ 35/110/220 кВ, а также для учета на границах сетевых компаний.



а) Расположение векторов тока относительно векторов напряжений при активной и реактивной мощности А(–) и R(–).

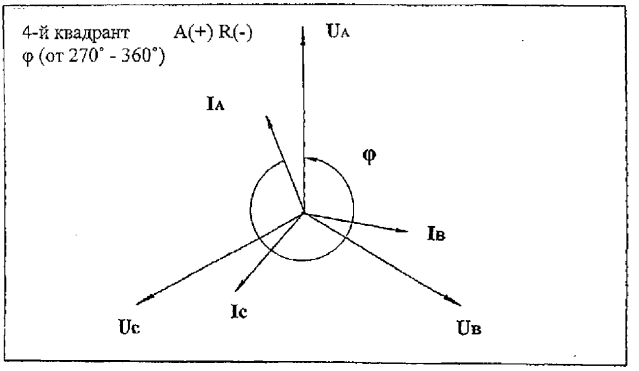


б) Диаграмма распределения активной и реактивной мощности

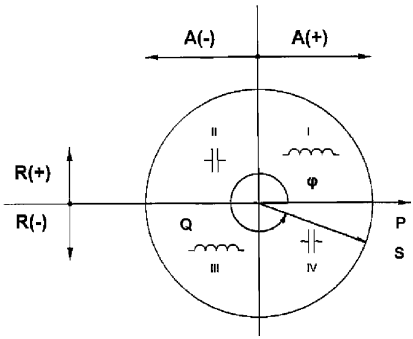
Рисунок Н.6 – Расположение векторов тока относительно векторов напряжений активной и реактивной мощности и диаграмма распределения активной и реактивной мощности.

Четвертый квадрант:

Угол φ изменяется от 270 до 360°, емкостной характер нагрузки, активная мощность – положительная, реактивная мощность – отрицательная. Векторная диаграмма характерна для учета на линиях связи ВЛ 35/110/220 кВ, а также для подстанций нефтегазодобывающего комплекса.



а) Расположение векторов тока относительно векторов напряжений при активной и реактивной мощности А(+) и R(–).



б) Диаграмма распределения активной и реактивной мощности

Рисунок Н.7. Расположение векторов тока относительно векторов напряжений активной и реактивной мощности и диаграмма распределения активной и реактивной мощности

Необходимо учесть, что воздушные линии высокого напряжения большой протяженности, а также высоковольтные кабели являются источниками реактивной мощности, направленной к шинам подстанции, что также необходимо учитывать при определении направления мощности. Направление реактивной мощности по линии может быть также определено по известным величинам напряжений на соседних подстанциях; реактивная мощность всегда направлена от шин подстанции с более высоким напряжением к шинам подстанции с более низким напряжением.

Для снятия векторных диаграмм рекомендуется использовать вольтамперфазометры ВАФ-85-М1, Парма ВАФ-А и другие измерительные приборы, например, образцовые счетчики, типа СЕ602–100К, ЦЭ6815, позволяющие измерять параметры сети.

Н.2.3 Порядок построения, анализ и примеры векторных диаграмм.

Н.2.3.1 Вольтамперфазометр ВАФ-85-М1 предназначен для измерения:

- среднеквадратического значения силы и напряжения переменного тока синусоидальной формы;
- угла сдвига фаз между напряжением и напряжением;
- угла сдвига фаз между током и напряжением, номинальными значениями 110В; 220В; 380В;
- а также для определения последовательности чередования фаз в трехфазных системах;
- при наладке и проверке релейных схем защиты и силовых цепей электроустановок.

Н.2.3.2 Перед снятием векторной диаграммы необходимо подготовить прибор к работе и проверить установку нуля прибора ВАФ-85-М1 по току и напряжению.

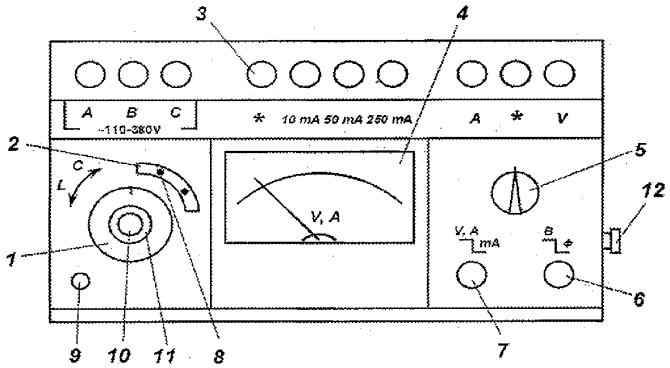
Н.2.3.3 Проверка правильности установки «нуля» включает:

- установку нуля по току – подачу трехфазного питания на зажимы А, В, С прибора ВАФ-85М1 для установки нуля по току. Кроме этого, клещами, обращенными в сторону прибора, охватывают провод, идущий к зажиму С (рисунок Н.8). Ток в этом проводе около 0,1 А, поэтому целесообразно намотать на клещи несколько витков. Переключатель «Величина»/«Фаза» установить в положение «Фаза». Вращением лимба устанавливают стрелку прибора на нуль, при этом с риской начала отсчета должен совпасть нуль лимба. Незначительное несовпадение корректируется путем совмещения планки с риской.

- установка нуля по напряжению – подачу трехфазного питания на зажимы А, В, С. Соединяют перемычками гнезда фазы А и «*», а фазы В и «V». Переключатель «Величина»/«Фаза» устанавливают в положение «Фаза» и вращением лимба устанавливают стрелку прибора на ноль, при этом с риской начала отсчета должен совпасть ноль лимба.

При несовпадении нуля лимба с риской на планке установки нуля отпускают прижимной винт *8*, установить риску планки *2* против нуля лимба *1* фазовращателя и зажать прижимной винт. Если не удается совместить риску с нулевой отметкой лимба, планку установить в среднее положение, а лимб фазовращателя вращать до совмещения нулевой отметки с риской на планке *2*, предварительно отпустив прижимной винт лимба *10* и приподняв ручку фазовращателя *11*. Лимб снова зажать винтом, а перемещением планки добиться более точного совпадения нулевой отметки и риски. Снять перемычки и приступить к измерению.

Н.2.3.4Порядок снятия, построения и анализа векторных диаграмм прибором ВАФ – 85-М1. Примеры векторных диаграмм



1 – лимб фазовращателя; *2* – планка подвижная; *3* – гнездо контактное; *4* – механизм измерительный; *5* – переключатель диапазонов измерений; *6* - переключатель «Величина-фаза»; 7- переключатель «V,A – mA»; 8- винт прижимной; 9- кнопка верньера; 10- прижимной винт лимба; 11- ручка фазовращателя; *12*- винт заземления; *В* – «Величина»; Ф – «Фаза»; *L* – нагрузка индуктивная; С – нагрузка емкостная.

Рисунок Н.8 – Вид передней панели прибора ВАФ-85М1.

На первом этапе снятия векторной диаграммы необходимо проверить напряжения, т.е. измерить значения фазных и линейных напряжений, определить

зажимы, к которым подведены напряжения фаз *A, B* и *C*, определить чередование фаз. Снятие векторной диаграммы прибором ВАФ-85-М1 состоит в определении угла вектора тока относительно одного вектора напряжения, принятого за начало отсчета, в нашем случае вектора напряжения U_{AB}.

Рекомендуется следующий порядок снятия векторных диаграмм вольтамперфазометром ВАФ-85-М1:

- к контактным гнездам фаз А, В и С подводится соответственно напряжение трехфазного тока 110, 220, 380 В. Переключатель диапазонов измерений установливается в положение (125, 250, 500 В) соответствующее величине подведенного к гнездам А, В, С трехфазного напряжения.

- для проверки чередования фаз нажать кнопку верньера. При этом вращение оси фазовращателя с лимбом по часовой стрелке указывает на чередование фаз в последовательности АВС (ВСА, САВ). (Изменение порядка следования любых двух фаз (АСВ, ВАС и СВА) вызывает процесс обратного чередования фаз, при котором электрические двигатели будут вращаться в противоположную сторону). Прямое чередование фазных напряжений обязательно.

- к контактным гнездам «*» и А присоединяют электроизмерительные клещи, в соответствии с маркировкой (стержень соединительной вилки, имеющей обозначение «*», должен входить в контактное гнездо, обозначенное «*» на приборе).

- переключатель «V, A/mA» установить в положение V, A. Переключатель «Величина»/«Фаза» установить в положение «Величина». Переключатель диапазонов измерений установить в положение 5 А (10 А) или 1 А (в зависимости от величины ожидаемого измеряемого тока).

- электроизмерительными клещами охватить провод подключенный к началу токовой обмотки электросчетчика в «фазе А» («фазе В», «фазе С»), таким образом, чтобы контактные поверхности магнитопровода были надежно сомкнуты. Сторона клещей, отмеченная «*», должна быть обращена в сторону трансформаторов тока. Измерить величину тока в «фазе А», «фазе В», «фазе С».

- переключатель «Величина»/«Фаза» установить в положение «Фаза». Вращением лимба стрелка прибора подводится к нулю. При этом направление поворота стрелки должно быть одинаковым с направлением вращения лимба. Целесообразнее вращать лимб против часовой стрелки, фиксируя при этом подход к нулю стрелки справа со стороны шкалы. Установив стрелку на нуль, отсчитывают угол по делению лимба, совмещенному с риской. Аналогичным образом измеряют угол других фаз, а также нулевого провода.

- после снятия векторной диаграммы приступают к ее построению и анализу. Сначала строят векторы фазных напряжений UA, UB, UC и вектор UAB, опережающий на 30° UA, и принятый за начало отсчета; (UAB = UA – UB).

- откладывая относительно UAB измеренные прибором углы, строят векторы тока. Угол со знаком «Инд.» (индуктивность) откладывается по часовой стрелке, а со знаком «Емк.» (емкость) против часовой стрелки. Наконец, определяем углы между одноименными векторами токов и фазных напряжений

(определяем угол от вектора тока против часовой стрелке до одноименного вектора фазного напряжения) и определяем квадрант и характер нагрузки.

- проверяют по векторной диаграмме, что векторы токов и напряжений одноименных фаз сдвинуты один относительно другого на один и тот же угол. Это свидетельствует о том, что чередование фаз напряжения и тока совпадает.

- при анализе векторных диаграмм необходимо помнить, что каждому току должно соответствовать свое напряжение, в противном случае показания электросчетчика могут искажаться.

Пример 1

Счетчик активной энергии включен в 3-фазную 4-проводную сеть. Высоковольтная линия связи 220 кВ. Характер нагрузки емкостной.

Примечание: На линиях связи положение векторов тока относительно своих напряжений определяется направлением перетоков (передачи) активной и реактивной мощности. Чтобы избежать ошибок в схеме подключения электросчетчика, необходимо перед проверкой уточнить у диспетчера энергосистемы и по показаниям щитовых приборов на подстанции направление передачи активной и реактивной мощности.

На первом этапе снятия векторной диаграммы необходимо проверить напряжения, т.е. измерить значения фазных и линейных напряжений (наличие всех напряжений и целостность цепей напряжения), определить зажимы, к которым подведены напряжения фаз А, В и С, и определить чередование фаз.

При снятии векторной диаграммы прибором ВАФ-85-М1 полученные данные (чередование фазных напряжений прямое, в последовательности АВС) сведены в таблицу:

Таблица 1 примера 1 – Чередование фазных напряжений прямое, в последовательности АВС

Параметр	*IA*	*IB*	*IC*
Ток, А	*0,3*	*0,3*	*0,3*
*U_{AB}^I**	*15 Инд. (L)*	*135 Инд. (L)*	*105 Емк. (C)*

Векторы фазных напряжений, в произвольном масштабе, наносят для удобства построения на миллиметровую бумагу под углом 120 градусов друг к другу. Строим вектор UAB, принимая его за начало отсчета.

Откладываем от вектора линейного напряжения UAB по часовой стрелке угол 15°, строим вектор тока IA, по часовой стрелке откладываем 135L, строим вектор тока IB. Далее против часовой стрелке откладываем 105C и строим вектор тока IC (рис. М10).

В соответствии с диаграммой векторы токов и напряжений одноименных фаз сдвинуты один относительно другого на один и тот же угол, примерно, φ = 15° (вектора токов опережают одноименные вектора напряжений). Это свидетельствует о том, что чередование фаз напряжений и токов совпадает.

Для того, чтобы сделать заключение в каком квадранте находится вектор полной мощности, определяем угол от вектора тока, например IA, против часовой стрелке до одноименного вектора фазного напряжения, UA. Угол φ = 345°. Аналогично определяем угол для других токов и напряжений. Вектор полной

мощности находится в четвертом квадранте. Электросчетчик учитывает электрическую энергию и мощность в четвертом квадранте А(+); R(-) (рис. М9), емкостной характер нагрузки (ГОСТ Р 52425).

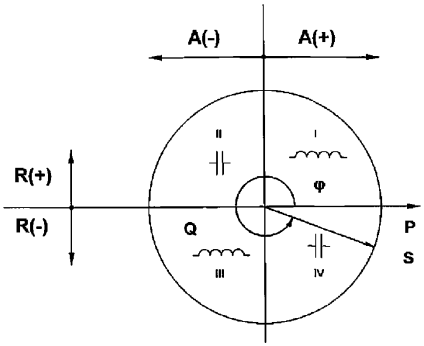


Рисунок 1 примера 1 – Диаграмма распределения активной и реактивной мощности по квадрантам

На основании анализа полученных данных делается вывод о правильности схемы включения электросчетчика и предварительный вывод о достоверности измерения электроэнергии.

Исходя из проведенных измерений, характера нагрузки линии связи 220 кВ, направления перетока активной и реактивной мощности, уточненных у диспетчера энергосистемы и по показаниям щитовых приборов, можно сделать заключение, что схема включения электросчетчика правильная.

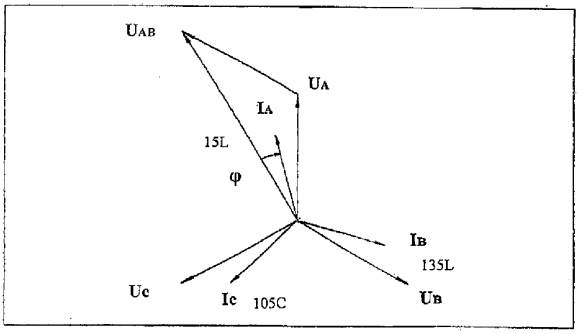


Рисунок 1 примера 1 – Векторная диаграмма.

Н.2.4 Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А». Порядок построения, анализ и примеры векторных диаграмм.

Н.2.4.1 Назначение прибора «ПАРМА ВАФ-А»

Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», - полностью автоматизированный универсальный прибор.

Прибор предназначен для измерения:

- постоянного напряжения, действующего значения напряжения и силы переменного тока синусоидальной формы с одновременным вычислением активной и реактивной мощностей в цепи;
- измерения частоты;
- угла сдвига фаз между напряжением и напряжением;
- угла сдвига фаз между током и током (если прибор укомплектован двумя токоизмерительными клещами);
- угла сдвига фаз между током и напряжением, а также для определения последовательности чередования фаз в трехфазных системах, как со средней точкой, так и без нее.

Н.2.4.2 Порядок работы с прибором ПАРМА ВАФ-А. Примеры векторных диаграмм.

Прибор не имеет переключателей режимов работы и диапазонов измерений. Все переключения производятся автоматически на основании оценки поступающих сигналов.

Для начала работы необходимо включить питание. В течении 3 секунд на дисплее буду отображены заводские номера (см. рисунок Н.9.):

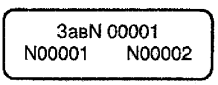


Рисунок Н.9 – Вид представления заводских номеров на дисплее прибора.

- в верхней строке: заводской номер прибора;
- в нижней строке справа: заводской номер измерительных клещей;
- в нижней строке слева: заводской номер опорных клещей (если есть).

Опорные клещи - токоизмерительные клещи, опорный канал. Идентифицируются по заводским номерам, отображаемым на дисплее при включении прибора, со стороны соответствующего канала или по заводским номерам, обозначенным в формуляре прибора.

Измерительные клещи - токоизмерительные клещи, измерительный канал. Идентифицируются, как и опорные клещи.

Н.2.4.3 Измерение действующего значения силы переменного тока и его частоты

Для измерения действующего значения силы переменного тока и его частоты подключите измерительные клещи к разъему, обозначенному $I_{измер}$, охватите токопровод клещами, убедитесь что клещи надежно сомкнуты. Считайте показания с дисплея.

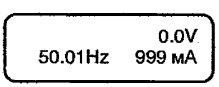


Рисунок Н.10 – Вид представления действующего значения силы переменного тока и его частоты на дисплее прибора.

Значение измеряемого действующего значения силы переменного тока расположено на дисплее внизу справа и имеет размерность тока (мА или А), значение частоты в той же строке слева (Hz).

Н.2.4.4Измерение действующего значения напряжения переменного тока и его частоты

Для измерения действующего значения напряжения переменного тока и его частоты подайте переменное напряжение на клеммы, обозначенные $U_{измер}$, считайте показания с дисплея.

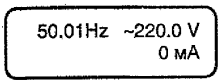


Рисунок Н.11 – Вид представления действующего значения напряжения переменного тока и его частоты на дисплее прибора.

Значение измеряемого напряжения (см. рисунок Н.11) расположено на дисплее вверху справа и имеет размерность напряжения (V), значение частоты в той же строке слева (Hz).

Н.2.4.5Измерение активной и реактивной мощностей

Если к прибору подключены и напряжение переменного тока ($U_{измер}$) и ток ($I_{измер}$), прибор автоматически вычисляет угол сдвига фаз между ними и значения активной и реактивной мощностей в исследуемой цепи.

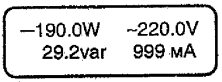


Рисунок Н.12 – Вид представления значений активной и реактивной мощностей на дисплее прибора.

Вывод на дисплей производится слева вверху и слева внизу соответственно. Размерность и знаки мощностей также выводятся. Значение фазового сдвига в этом режиме работы на дисплей не выводится.

Н.2.4.6Определение последовательности чередования фаз

Прибор автоматически переключается в данный режим при поступлении сигнала на клемму «В». Правильное определение последовательности чередования фаз возможно только при условии, что все три фазы подключены в соответствии с маркировкой на приборе.

Результат определения чередования фаз выводится в текстовом виде.



а) *б)*

Рисунок Н.13 – Вид представления результата определения чередования фаз на дисплее прибора.

Н.2.4.7Измерение угла сдвига фаз между двумя токами.

Для измерения угла сдвига фаз между двумя токами (только для приборов, укомплектованных двумя токоизмерительными клещами) подключите опорные

клещи к разъему, обозначенному $I_{опорн}$. Измерительные клещи - к разъему, обозначенному $I_{измер}$. Придерживайтесь назначения каждых клещей, т.к. они не являются взаимозаменяемыми. На клещах имеется маркировка для их правильной ориентации относительно источника (генератора) тока. При ошибочной ориентации клещей будет измерен дополнительный угол сдвига фаз.

Охватите исследуемые токопроводы клещами, убедитесь, что клещи надежно сомкнуты. С момента появления сигнала с клещей опорного канала ($I_{опорн}$) прибор автоматически перейдет в нужный режим. В нижней строке дисплея будет выведено значение сдвига фаз между током $I_{опорн.}$ и током $I_{измер}$. Считайте показания с дисплея в нижней строке, префикс угла сдвига фаз между двумя токами:

Н.2.4.8Измерение угла сдвига фаз между двумя напряжениями.

Для измерения угла сдвига фаз между двумя напряжениями подайте на клеммы обозначенные $U_{опорн.}$ и $U_{измер.}$ напряжения. С момента появления сигнала на клеммах $U_{опорн.}$ прибор автоматически перейдет в нужный режим. В верхней строке дисплея будет выведено значение сдвига фаз между напряжением $U_{опорн.}$ и напряжением, поданным в измерительный канал ($U_{измер}$). Считайте показания с дисплея в верхней строке.

Н.2.4.9Измерение угла сдвига фаз между током и напряжением.

Для измерения угла сдвига фаз между током и напряжением подключите опорные клещи к разъему, обозначенному $I_{опорн}$. На клеммы, обозначенные $U_{измер.}$ подайте напряжение. С момента появления сигнала с клещей опорного канала ($I_{опорн}$) прибор автоматически перейдет в нужный режим. В верхней строке дисплея будет выведено значение сдвига фаз между током $I_{опорн.}$ и напряжением, поданным в измерительный канал ($U_{измер}$). Если ток в канале Iизмер. также присутствует, то прибор покажет оба сдвига фаз.

Н.2.4.10 Измерение угла сдвига фаз между напряжением и током.

Для измерения угла сдвига фаз между напряжением и током подайте на клеммы обозначенные $U_{опорн.}$ напряжение, подключите токоизмерительные клещи с маркировкой $I_{измер.}$ к разъему, обозначенному $I_{измер}$. С момента появления сигнала на клеммах $U_{опорн.}$ прибор автоматически перейдет в нужный режим. В нижней строке дисплея будет выведено значение сдвига фаз между напряжением $U_{опорн.}$ и током $I_{измер.}$ Если напряжение в канале $U_{измер.}$ также присутствует, то прибор покажет оба сдвига фаз. Считайте показания с дисплея в верхней строке.

Пример 2

Счетчик активной энергии установлен на стороне высокого напряжения, включен в трехфазную трехпроводную сеть, с индуктивным характером нагрузки. Промышленный потребитель.

На первом этапе снятия векторной диаграммы необходимо проверить напряжения, т.е. измерить значения фазных и линейных напряжений (наличие всех напряжений и целостность цепей напряжения), определить зажимы, к которым подведены напряжения фаз А, В и С, и определить чередование фаз.

Данные, для построения векторной диаграммы, снятые с электросчетчика вольтамперфазометром ПАРМА ВАФ-А, относительно опорного ($U_{опорн}$), линейного напряжения U_{AB} сведены в таблицу 1. Схема включения

электросчетчика – трехфазная трехпроводная, двухэлементная приведена на рисунке Н.14. Прямой порядок чередования фаз АВС обязателен.

Таблица 1 примера 2 – Данные, для построения векторной диаграммы, снятые с электросчетчика вольтамперфазометром ПАРМА ВАФ-А, относительно опорного ($U_{опорн}$), линейного напряжения U_{AB}

Параметр	*IA*	*I0*	*IC*
Ток, А	*0,7*	*0,7*	*0,7*
*UAB^I**	*72 Инд. (L)*	*161 Емк. (C)*	*45 Емк. (C)*

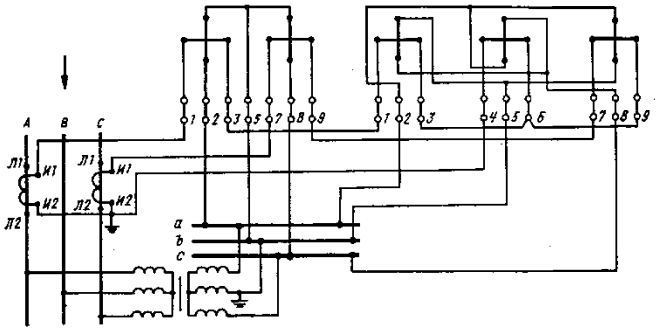


Рисунок 1 примера 1 – Схема включения двухэлементного счетчика активной энергии и трехэлементного счетчика реактивной энергии в трехпроводую цепь с двумя измерительными ТТ и тремя ТН.

Векторы фазных напряжений, в произвольном масштабе, наносят для удобства построения на миллиметровую бумагу под углом 120 градусов друг к другу. Строим вектор U_{AB}, принимая его за начало отсчета.

Как и в приведенном выше примере, с вольтамперфазометром ВАФ-85-М1, откладываем от вектора линейного напряжения U_{AB} по часовой стрелке угол 72L, строим вектор тока I_A. Далее, откладываем против часовой стрелке угол 161°, строим вектор тока I_0, откладываем против часовой стрелки угол 45°, строим вектор тока I_C (рис. М13).

В соответствии с диаграммой векторы токов и напряжений одноименных фаз сдвинуты один относительно другого на один и тот же угол, примерно, φ = 43°. Это свидетельствует о том, что чередование фаз напряжения и тока совпадает.

Для того, чтобы сделать заключение в каком квадранте находится вектор полной мощности, определяем угол от вектора тока, например I_A, против часовой стрелке до одноименного вектора фазного напряжения, U_A. Угол φ = 42°. Аналогично определяем угол для других токов и напряжений. Вектор полной мощности находится в первом квадранте. Электросчетчик учитывает электрическую энергию и мощность в первом квадранте A(+) и R(+) (рисунок 2 примера 2), индуктивный характер нагрузки (ГОСТ Р 52425).

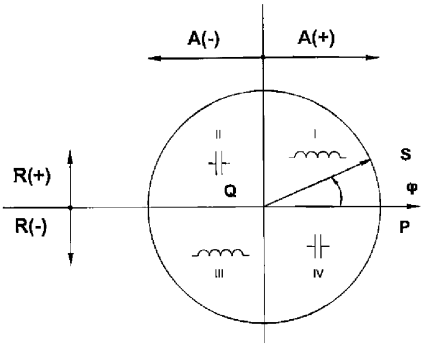


Рисунок 2 примера 2 – Диаграмма распределения активной и реактивной мощности по квадрантам

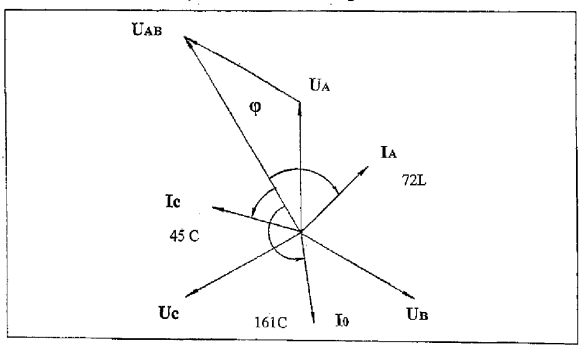


Рисунок 3 примера 2 – Векторная диаграмма

На основании анализа полученных данных и характера нагрузки промышленного потребителя электрической энергии, можно сделать вывод о правильности схемы включения электросчетчика и предварительный вывод о достоверности измерения электроэнергии.

Приложение П
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по определению метрологических характеристик измерительно-информационных каналов

П.1 Общая часть

Методические рекомендации предлагают порядок определения метрологических характеристик измерительно-информационных каналов АИИС УЭ, и предназначены для электроэнергетических объектов, осуществляющих эксплуатацию и техническое обслуживание АИИС УЭ.

П.2 Операции калибровки (поверки)

При проведении калибровки (поверки) выполняют операции, указанные в таблице П.1.

Таблица П.1– операции выполняемые при проведении калибровки (поверки)

Наименование	Номер пункта рекомендации
1. Внешний осмотр	П.3.1
2. Опробование	П.3.2
3. Определение метрологических характеристик измерительных каналов	П.3.3
4. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах	П.3.4

П.3 Проведение (калибровки) поверки

П.3.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- комплектность средств, составляющих ИВК, соответствует указанной в формуляре, паспорте или руководстве по эксплуатации ИВК, а типы средств измерений соответствуют таблице П.2;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспорте) о поверке всех средств измерений;
- соответствие заводских номеров, указанных на технических компонентах ИВК, номерам, указанным в эксплуатационных документах;
- отсутствие механических повреждений на корпусах изделий.

П.3.2 Опробование

П.3.2.1 Опробование ИВК выполняют в составе всего комплекса.

П.3.2.2 Опробование центральной ЭВМ проводят путем включения, проведения попытки работы в несанкционированном режиме и выполнения стандартных тестов проверки ее узлов.

П.3.2.3 Опробование основных технических компонентов ИВК выполняют по запросу центральной ЭВМ путем выполнения теста на каждом компоненте ИВК. Считают, что компоненты ИВК выдержали операцию опробования, если:

- отсутствует возможность работы в несанкционированном режиме с центральной ЭВМ;

- отсутствует сообщение об ошибке и/или сигнализация аварийного состояния компонентов ИВК;

- функционирование всех компонентов ИВК обеспечивает нормальное проведение тестов с центральной ЭВМ.

П.3.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов

П.3.3.1 Снимают показания электронных счетчиков, записанных на жидкокристаллическом индикаторе, считывают данные с тех же счетчиков с помощью переносного компьютера через оптический порт электросчетчика или цифровой интерфейс на данный момент времени при отсутствии нагрузки.

П.3.3.2 Считывают данные со счетчиков с помощью ИВК и проводят распечатку показаний счетчиков, хранимых в памяти центрального компьютера на тот же момент времени.

П.3.3.3 Сравнивают показания счетчиков, зафиксированных на жидкокристаллическом индикаторе счетчиков с показаниями счетчиков, зафиксированных в памяти переносного компьютера, со значениями, хранимыми в центральном компьютере.

П.3.3.4 Если разность показаний жидкокристаллического индикатора, компьютера и ИВК не превышает единицы младшего (последнего) разряда, считают, что измерительно-информационный канал АИИС УЭ соответствует требованиям нормативных документов.

П.3.3.5 С пульта центрального компьютера выполняют операцию корректировки времени счетчиков в соответствии со временем, установленным на центральном компьютере.

П.3.3.6 Считают, что ИВК выдержал операцию определения и корректировки хода часов счетчиков, если:

- разность в показаниях часов всех компонентов ИВК и времени центрального компьютера составляет не более ±10 с,

- разность в показаниях часов между всеми компонентами ИВК составляет не более ±15 с.

П.3.4 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах

П.3.4.1 Определяют текущее состояние счетчиков АЛЬФА, включая дату, в соответствии с требованиями, приведенными в эксплуатационной документации на них.

П.3.4.2 Считывают текущую информацию со счетчиков с помощью переносного компьютера через оптический порт и с помощью ИВК в соответствии со сформированным набором.

П.3.4.3 Повторяют процедуру три раза равномерно в течение одного часа.

П.3.4.4 Считают, что ИВК выдержал операцию проверки отсутствия ошибок информационного обмена, если:

- состояние всех многофункциональных микропроцессорных счетчиков электроэнергии исправно и на ЖКИ счетчиков отсутствуют сообщения об ошибках;

- текущие значения всех данных для каждого счетчика электроэнергии переданы правильно.

П.4 Оформление результатов поверки

П.4.1 Результаты калибровки (поверки) заносят в протокол калибровки (поверки) ИВК, составленный в произвольной форме. В протоколе отражают результаты калибровки (поверки) по каждому из пунктов раздела Н.3.

П.4.2 Положительные результаты поверки ИВК оформляют в виде «Свидетельства о поверке» по ПР 50.2.006.

П.4.3 Измерительные каналы ИВК, прошедшие поверку с отрицательным результатом, не допускают к применению и на них выдают «Извещение о непригодности» с указанием причины непригодности по ПР 50.2.006.

П.5 Программные средства и вспомогательное оборудование

П.5.1 Для программирования, опроса и технического обслуживания многофункциональных многотарифных счетчиков электрической энергии (например типа СЭТ-4ТМ.02.2; ПСЧ-4ТМ.05; СЭТ-4ТМ.03), используют, как правило, программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и дополнительное вспомогательное оборудование.

П.5.2 Устройства сопряжения оптические УСО-1; УСО-2: Устройства предназначены для бесконтактного подключения компьютера к внешнему устройству, оснащенному оптическим портом, с целью обмена информацией через интерфейс RS-232 (УСО-1) и USB (УСО-2).

П.5.3 Преобразователи интерфейсов ПИ-1 и/или ПИ-2, предназначены для создания последовательных коммуникационных каналов связи систем промышленной автоматизации. Преобразователь интерфейса ПИ-1 осуществляет преобразование сигналов интерфейса RS-232, а ПИ-2 – сигналов стандарта USB (1,1) в гальванически изолированные электрические сигналы интерфейсов RS-232/RS-485, и наоборот.

П.5.4 Основные технические компоненты ИВК

П.5.4.1Состав ИВК включает перечисленные в таблице основные технические, вспомогательные технические и программные компоненты

П.5.4.2Программный компонент ИВК - программное обеспечение, обеспечивающее прием/передачу информации, состоит из внешнего программного обеспечения, функционирующего на персональном компьютере, так и резидентного программного обеспечения, находящегося в ПЗУ многофункциональных многотарифных электросчетчиков.

Таблица П.2 – Наименования, назначение компонента в составе ИВК и нормативные документы на компоненты и/или их поверку

Наименование компонента ИВК	Назначение компонента в составе ИВК	Нормативные документы на компонент и/или его поверку
1. Основные технические компоненты ИВК		
1.1. Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии	Коммерческий учет электроэнергии	Паспорт, руководство по эксплуатации. Инструкция по поверке.
2. Вспомогательные технические компоненты ИВК		
2.1. Персональный компьютер	Для обеспечения локального и дистанционного доступа к счетчикам и УСПД.	

	Осуществляет только прием/передачу информации без изменения их значений за счет конвертации сигналов цифровых интерфейсов.	
2.2. Принтер	Для распечатки информации и данных с компьютера	
2.3. Модем для связи по выделенной линии, телефонной линии, по линии ВЧ или радиомодем.	Для организации связи между счетчиками и персональным компьютером	
2.4. Устройство сбора и передачи данных (УСПД).	Для подключения нескольких счетчиков по цифровым интерфейсам, опроса, хранения данных, передачи данных.	
3. Программные компоненты ИВК		
3.1. Программные продукты, обслуживающие модемы или прямые порты ЭВМ	Для связи и обеспечения корректировки времени, приема/передачи информации и ее обработки	

Приложение Р
(рекомендуемое)
Инструкция по установке и снятию специальных номерных пломб

Р.1 Общие положения

Р.1.1 Настоящая Инструкция определяет порядок установки и снятия номерных пломб (далее - пломб), целью обеспечения защиты от несанкционированного доступа средств коммерческого учета электроэнергии на объектах электроэнергетики.

Р.1.2 Номерная пломба - это узел разового использования, состоящий из корпуса, храпового сердечника и металлического тросика серебристого цвета. Каждая пломба в отдельности имеет свой индивидуальный номер и является предметом строгой отчетности.

Р.1.3 Список работников энергообъектов имеющих право установки и снятия пломб, а также ответственного за их хранение и выдачу определяется приказом по предприятию.

Р.1.4 Работники обязаны знать типы подлежащих пломбированию приборов и оборудования, их конструктивные особенности и принципы работы, а также требования настоящей Инструкции.

Р.1.5 Ответственное лицо передает необходимое количество пломб персоналу, уполномоченному для их установки, под роспись, с регистрацией в специальном журнале места установки и номера установленной пломбы. Журнал должен быть пронумерован, прошнурован и заверен печатью предприятия.

Р.1.6 По факту использования (установки или демонтажа) пломбы, персонал, уполномоченный на проведение данных работ, предоставляет ответственному лицу: формы акта об установленных номерных пломбах и акта о демонтированных и дефектных пломбах приведены ниже.

Р.1.7 Лицо ответственное за получение и выдачу номерных пломб, предоставляет руководителю ежеквартальный отчет с приложением актов об установке и демонтаже номерных пломб (формы приведены ниже), с последующим оформлением в бухгалтерии материального отчета с приложением отчетов об установке номерных пломб.

Р.1.8 Первичная установка специализированных номерных пломб производится в процессе комплексных и приемо-сдаточных испытаний АИИС УЭ, уполномоченным персоналом энергопредприятия с участием организаций, привлеченных для проведения комплексных испытаний, выполняющих работы по договору, по созданию АИИС УЭ или её метрологическому обеспечению.

Р.2 Порядок установки номерной пломбы

Р.2.1 Установка пломбы осуществляется в присутствии членов комиссии, назначенных приказом о проведении комплексных испытаний, а в дальнейшем на основании внутреннего приказа (распоряжения) по энергопредприятию.

Р.2.2 Работы по установке пломб определяются следующими последовательными операциями:

- визуально осмотреть наличие технологических пломбировочных отверстий на приборах и оборудовании, подлежащем опломбированию;
- определить оптимальные схемы протягивания тросика и места расположения пломб;
- зафиксировать требуемое положение оборудования в открытом, полуоткрытом или закрытом положении;
- подготовить пломбы;
- протянуть тросик через технологическое пломбировочные отверстия таким образом, чтобы была исключена возможность снятия, замены, открытия, приоткрытия и закрытия приборов и перенастройки оборудования;
- завязать два конца металлического тросика в узлы таким образом, чтобы тросик был в натянутом виде и концы металлического тросика после узлов выступали на 10 см;
- вставить один конец тросика в отверстие корпуса и сердечника до упора, а второй в сквозное отверстие, таким образом, чтобы он выступал от 1 до 2 мм;
- провернуть флажок сердечника по часовой стрелке до тех пор пока вращение не станет тугим и узелки на тросике окажутся примкнутыми к пломбе;
- отломать флажок сердечника путем его сгибания.

Р.2.3 По завершению установки пломбы, составляется «Акт установки номерной пломбы» (приложение П.1 к настоящей Инструкции) в присутствии комиссии в трех экземплярах (при необходимости количество экземпляров может быть увеличено), которые подписываются членами комиссии. Предоставление актов смежному контрагенту производится в соответствии с процедурой, установленной руководством энергопредприятия.

Р.2.4 Порядок хранения актов с подлинными подписями членов комиссии определяется руководителем. При этом один экземпляр акта обязательно хранится в подразделении, обеспечивающем эксплуатационное обслуживание АИИС УЭ.

Р.3 Снятие номерной пломбы

Р.3.1 Снятие пломбы осуществляется уполномоченным работником энергопредприятия назначенным приказом (распоряжением) с обязательным составлением акта демонтажа пломбы (форма приведена ниже) только в присутствии комиссии.

Р.3.2 Перед снятием пломбы внешним осмотром проверяется ее целостность и целостность тросика, а также наличие следов (признаков) нарушения целостности с целью выявления ошибочного (преднамеренного) воздействия на показания прибора учета электроэнергии.

Р.3.3 Пломба снимается путем среза металлического тросика с составлением акта (Формы приложения) в трех экземплярах (при необходимости количество экземпляров может быть увеличено), с учетом замечаний указанных в п. Р.3.2 настоящей Инструкции (в случае обнаружения). Акт подписывают уполномоченные лица, в соответствии с приказом (распоряжением) по предприятию электроэнергетики. В случае отказа представителя смежной сетевой организации или иного контрагента от подписи, в акте делается соответствующая

запись с указанием мотива отказа. Оформленный данным образом акт направляется в адрес руководства смежной сетевой организации или иного контрагента почтовым отправлением с уведомлением о вручении.

Р.3.4 Второй экземпляр акта передается в подразделение, обеспечивающее эксплуатационное обслуживание АИИС УЭ.

Р.3.5 Допускается с разрешения диспетчера энергопредприятия, в случае аварийной ситуации снятие номерной пломбы; при этом работник должен исключить вмешательство в цепи коммерческого учета и после завершении работ сообщить о выполненных работах уполномоченному лицу и оформить в необходимом количестве экземпляров Акт снятия пломбы (форма приведена ниже).

Р.4 Обязанности работника по установке и снятию номерной пломбы

Р.4.1 По прибытии на проверяемый объект уполномоченное лицо обязано:

Р.4.1.1 Представиться (уполномоченному лицу энергообъекта), предъявив при этом свое служебное удостоверение.

Р.4.1.2 Проверить в присутствии (уполномоченного лица объекта электроэнергетики) или его представителя:

- целостность пломб(ы);
- исправность пломб(ы);
- целостность тросика(ов);
- соответствие схемы пломбирования существующей на дату проверки.

Р.4.1.3 Уполномоченное лицо обязано оперативно информировать руководство в письменном виде о всех случаях нарушения или самовольного снятия на энергообъекте установленных пломб (в течение суток с момента обнаружения).

Р.4.1.4 Вести постоянный контроль состояния пломбируемых средств коммерческого учета (не реже чем одного раза в месяц, с отметкой в реестре снятия показаний счетчиков).

Р.5 Ответственность работника

Р.5.1 Работник, выполняющий работы по установке и снятию номерных пломб, несет дисциплинарную и иную ответственность, предусмотренную действующим законодательством за:

Р.5.1.1 Нарушение требований настоящей Инструкции.

Р.5.1.2 Утерю номерных пломб.

Р.5.1.3 Вступление в сговор с контрагентом при установке, замене и снятию пломб с нанесением энергопредприятию материального ущерба.

Приложение Р.А
Формы документов

Р.А.1 Форма Акта установки номерной пломбы

АКТ
установки номерной пломбы

Мною, _____
(Должность) (Ф.И.О.)

В присутствии комиссии _____
(Должность) (Ф.И.О.)

_____
(Должность) (Ф.И.О.)

_____
(Должность) (Ф.И.О.)

_____
(Должность) (Ф.И.О.)

составлен настоящий акт о том, что «___» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)

установлена номерная пломба, на электросчетчике (УСПД) заводской номер _____

Присоединение: _____
(Подстанция, Диспетчерское наименование присоединения)

Ответственное лицо объекта электроэнергетики уведомлено о следующем:

1. Оно несет полную ответственность за целостность установленных на счетчике пломб.

2. В случае неисправного счетчика немедленно фиксирует неисправность в журнале дефектов и ставит в известность вышестоящее лицо диспетчерского персонала и подразделение, обеспечивающее эксплуатационное обслуживание АИИС УЭ.

Подписи членов комиссии:

_____ _____ _____ _____
(Ф.И.О.) (Подпись) (Ф.И.О.) (Подпись)

_____ _____ _____ _____
(Ф.И.О.) (Подпись) (Ф.И.О.) (Подпись)

_____ _____ _____ _____
(Ф.И.О.) (Подпись) (Ф.И.О.) (Подпись)

С актом ознакомлен: «____» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)

Ответственное лицо энергообъекта _____ _____
(Ф.И.О.) (Подпись)

1

Р.1.2 Форма отчета об установке номерных пломб

ОТЧЕТ
об установке номерных пломб

За период с «____» _____ _____ по «____» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год) (Дата) (Месяц) (Год)

Мною, _____ _____
(Должность) (Ф.И.О.)

установлено на подстанциях _____ номерных пломб, в том числе:

Отчет составил:

_____ _____
(Подпись) (Ф.И.О.)

_____ _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)

Отчет принял:

_____ _____
(Подпись) (Ф.И.О.)

_____ _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)

Р.1.3 Форма Акта снятия номерной пломбы

АКТ
снятия номерной пломбы

Мною, _____
(Должность) (Ф.И.О.)
В присутствии комиссии _____
(Должность) (Ф.И.О.)
_____
(Должность) (Ф.И.О.)
_____
(Должность) (Ф.И.О.)
_____
(Должность) (Ф.И.О.)

составлен настоящий акт о том, что «___» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)
снята номерная пломба, на электросчетчике (УСПД) заводской номер _____
Присоединение: _____
(Подстанция, Диспетчерское наименование присоединения)

Подписи членов комиссии:

_____	_____	_____	_____
(Ф.И.О.)	(Подпись)	(Ф.И.О.)	(Подпись)
_____	_____	_____	_____
(Ф.И.О.)	(Подпись)	(Ф.И.О.)	(Подпись)
_____	_____	_____	_____
(Ф.И.О.)	(Подпись)	(Ф.И.О.)	(Подпись)

С актом ознакомлен: «____» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год)

Ответственное лицо энергообъекта _____ _____
(Ф.И.О.) (Подпись)

Р.1.4 Форма отчета о снятии и дефектовке номерных пломб

ОТЧЕТ
о снятии и дефектовке номерных пломб

За период с «____» _____ _____ по «____» _____ _____
(Дата) (Месяц) (Год) (Дата) (Месяц) (Год)

Мною, _____
(Должность) (Ф.И.О.)

снято на подстанциях _____ номерных пломб, в том числе:

Обнаружено _____ дефектных пломб, в том числе:

Отчет составил:					
	(Подпись)				(Ф.И.О.)
(Дата)		(Месяц)		(Год)	
Отчет принял:					
	(Подпись)				(Ф.И.О.)
(Дата)		(Месяц)		(Год)	

Приложение С
(рекомендуемое)
Порядок оформления актов выполненных работ (замены, проверки электросчетчиков)

С.1 Общие положения

С.1.1 Установка и эксплуатация средств измерений и учета электрической энергии осуществляется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок и инструкций заводов-изготовителей.

С.1.2 Работы по замене, проверке электросчетчиков оформляются Актом выполненных работ. Образцы заполнения Акта выполненных работ, в зависимости от вида работ, приведены ниже.

С.1.3 Акт выполненных работ подписывает рабочая комиссия. Состав рабочей комиссии по приемке учета для коммерческих расчетов определяется руководителем и заблаговременно доводится до всех заинтересованных лиц. Рабочая комиссия должна состоять из представителей МЭС, энергосбытовой организации, смежной сетевой организации, подрядной организации – исполнителя работ, и проводит свою работу непосредственно на энергообъекте.

В состав рабочей комиссии по приемке технического учета электроэнергии должны входить представители МЭС и подрядной организации - исполнителя работ.

Результаты работы комиссии оформляются Актом выполненных работ (замены, проверки электросчетчиков). Перед оформлением Акта комиссия должна проверить соответствие установленных приборов учета требованиям действующих нормативных документов, правильность монтажа и схемы включения приборов учета, уровень их защищенности от несанкционированного доступа.

С.1.4 Проверку осуществляют инструментальными способами, путем визуального осмотра и изучения технической документации.

В ходе проверки должны быть проверены:

- соответствие классов точности расчетных приборов учета действующим нормативным требованиям;
- наличие необходимых пломб, знаков визуального контроля (в случае отсутствия, производится их установка);
- межповерочный интервал приборов учета;
- соответствие условий эксплуатации приборов учета требованиям технических паспортов поверяемых приборов (температурный режим, влажность);
- правильность монтажа схемы включения расчетного электросчетчика и записи начальных показаний электросчетчика при новой установке, при замене электросчетчика: записи предыдущих показаний заменяемого и начальных показаний нового электросчетчика.

С.2 Порядок оформления актов выполненных работ

С.2.1 Работы по замене, проверке электросчетчиков оформляются Актом выполненных работ.

Обязательно заполняются графы Акта выполненных работ:

- диспетчерское наименование присоединения;
- адрес, наименование потребителя;
- в графе «Составлен» подробно и разборчиво указываются должности и фамилии рабочей комиссии.

С.2.2 Замена, проверка электросчетчиков.

В таблицу п. 1 Акта выполненных работ заносится информация о снятых (активных, реактивных) электросчетчиках и вновь установленных. Обязательно заполняются все графы таблицы:

- снят/установлен;
- тип счетчика;
- ток, А/напр., В;
- акт./реакт.;
- заводской номер (снятых и установленных электросчетчиков);
- показания (активн. А(+); реактивн. R(+); (А(+), А(-),R(+),R(-));
- направление энергии (прием/отдача);
- класс точности электросчетчиков;
- измеренная погрешность, в процентах;
- дата госповерки.

С.2.3 Проверка измерительного комплекса.

С.2.3.1 Измерительные трансформаторы.

В графы таблицы п. 2.1. «Измерительные трансформаторы», заносится информация об измерительных трансформаторах тока и напряжения, с «карт присоединений», находящихся на подстанциях, питающих центрах и т.д.

При необходимости, информация о измерительных трансформаторах тока и напряжения уточняется в службе РЗА. Это тип трансформатора тока и напряжения, коэффициент трансформации, класс точности измерительной обмотки, дата госповерки.

С.2.3.2 Векторная диаграмма

Векторная диаграмма снимается с клемм электросчетчика, с помощью приборов ВАФ – 85; ВАФ ПАРМА А; образцового счетчика СЕ602-100К в соответствии с руководством по эксплуатации. Затем векторная диаграмма анализируется. При необходимости исправляется схема включения электросчетчика. В соответствии с полученной информацией заполняются графы таблицы п. 2.2.

При проведении работ по замене счетчиков или исправления схемы векторную диаграмму необходимо снимать до замены и после замены электросчетчика.

С.2.3.3 Значение напряжений

- произвести измерение фазного и линейного напряжения непосредственно на клеммах электросчетчика (U_{A0} , U_{B0} , U_{C0} , U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}), в зависимости от схемы включения счетчика;
- заполнить графы таблицы п. 2.3.

С.2.3.4 Для фиксации пломб на приборах и оборудовании, входящих в состав измерительного комплекса в таблицу, разборчиво, заносятся номера пломб. Указывается место установки пломбы, например, на клеммной крышке электросчетчика.

С.2.4 В ходе проверки были использованы приборы:

- при выполнении работ могут использоваться приборы: ВАФ – 85 М1; ВАФ ПАРМА А; образцовый счетчик СЕ 602; ЦЭ 6815 и др.; клещи токоизмерительные, милливольтметр и др. оборудование. Необходимо указать тип используемых приборов, его номер, дату госповерки, номер в Госреестре СИ, а также используемое программного обеспечение.

С.2.5 Заключение

В заключении указывают полный перечень выполненных работ и указывают выполненные изменения в схемах включения счетчиков, замеченные нарушения и др.

АКТ №____
выполненных работ

«__» _____ 20__ г.

На схеме учёта _____
(диспетчерское наименование присоединения)

Адрес, наименование потребителя_____

Основание: Заявка на _____ электросчетчика
(замену/проверку – указать нужное)

Составлен мастер _____ _____
(должность) (Ф.И.О.)
электромонтер _____ _____
(должность) (Ф.И.О.)

1. Замена, проверка электросчетчиков
(нужное подчеркнуть)

Снят / Пост.	Тип счетчика	Ток, А Напр., В	Акт. (Реакт., А/Р)	Заводской № счетчика	Показания	Направление энергии: прием	Направление энергии: отдача	Класс точн.	Погрешность, %	Дата госповерки

2. Проверка измерительного комплекса.

2.1. Измерительные трансформаторы

Фаза	Трансформаторы тока: Тип	Класс точн.	Коэф. трансф.	Дата госпо-верки	Трансформаторы напряжения: Тип	Кл. точн	Коэф. трансф.	Схема соедин.	Дата госпо-верки

2.2. Векторная диаграмма

Тип прибора	Фаза А	Фаза В	Фаза С

2.3.Значение напряжений

U_{a0}, В	U_{b0}, В	U_{c0}, В	U_{ab}, В	U_{bc}, В	U_{ac}, В

2.4. Фиксация пломб на приборах и оборудовании, входящих в состав измерительного комплекса

Номера пломб (ОАО)	Место установки пломбы

3. В ходе проверки были использованы приборы:

№ п/п	Наименование	Тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	Дата очередной поверки

4. Заключение Схема включения электросчетчика проверена и верна (* см. примечание)

Примечание – *В случае обнаружения неисправности в схеме включения электросчетчика, указывается вид нарушения.

Проверку произвел:

(Должность, наименование организации)	(подпись)	(Ф.И.О.)	(Дата)
(Должность, наименование организации)	(подпись)	(Ф.И.О.)	(Дата)

В присутствии представителя _____:
Наименование организации представителя

(Должность)	(подпись)	(Ф.И.О.)	(Дата)

УДК 681.51 ОКС 25.040.99 ОКП 401.9440010

Ключевые слова: СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ, СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ, СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АИИС УЭ, АИИС КУЭ

Организация – разработчик:
Открытое акционерное общество «Научно-технический центр ФСК ЕЭС» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

Генеральный директор
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» П.Ю. Корсунов

Ответственный исполнитель

Главный метролог Дирекции
по управлению проектами
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» И.А. Ковров

gost.e-ecolog.ru