



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО
ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное бюджетное учреждение
**«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Томской области»**
(ФБУ «Томский ЦСМ»)

Косарева ул., д.17а, г.Томск, Томская область, 634012, тел: (3822) 554486, факс: 561961,
голосовой портал: (3822) 90-23-53, E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru http://tomskcsm.ru
ОКПО 02567797, ОГРН 1027000885823, ИНН/КПП 7018002587/ 701701001

30.03.2015 № 102-17/482
На № _____ от _____

Директору ФГУП «ВНИИМС»
С.А. Кононогову

О направлении методики поверки

ул. Озерная, д. 46,
Москва, Г-361, 119361

Направляем методику поверки МП 229-15 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомака», исправленную после проведения экспертизы материалов испытаний в целях утверждения типа средств измерений.

Приложения: Методика поверки – 1 экз. на 10 л.

Директор

М.М. Чухланцева

Галицкая Татьяна Викторовна
(3822) 586006

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ФБУ «Томский ЦСМ»



М.М. Чухланцева

01

2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в
части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 229-15

Т.р. 60482-15

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка» (АИИС КУЭ) и устанавливает порядок проведения её первичной и периодической поверок.

1.2 Поверке подлежит АИИС КУЭ в соответствии с перечнем измерительных каналов, приведённым в таблице А.1 Приложения А настоящей методики поверки (МП).

1.3 Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний в целях утверждения типа и после ремонта.

1.4 Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками – 4 года.

1.5 Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ подвергают покомпонентной поверке согласно ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения». Измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, контроллер сетевой индустриальный, являющиеся компонентами ИК АИИС КУЭ, поверяют согласно утвержденным методикам поверки с интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки одного или нескольких средств измерений ИК наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяют только эти компоненты, проведение поверки АИИС КУЭ не требуется.

1.6 Отказавшие средства измерений АИИС КУЭ направляют в ремонт или заменяют однотипными. Установку отремонтированных компонентов АИИС КУЭ проводят после их первичной поверки после ремонта. Взамен отказавших средств измерений ИК могут быть установлены однотипные поверенные компоненты. В этом случае поверка ИК АИИС КУЭ после ремонта или замены компонентов, не проводится.

1.7 В случае непригодности измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии допускается их замена на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведённых в Приложении А настоящей МП. Допускается замена контроллера сетевого индустриального на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть – Центральная Сибирь» порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1.8 В случае замены компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, сервера сбора данных (сервера), размещенного в Центре сбора и обработки данных (ЦСОД) ОАО «АК «Транснефть» (г. Москва), а также при обновлении программного обеспечения АИИС КУЭ, расширении (модификации) его функций проводят анализ изменений. Если внесённые изменения могут повлиять на метрологически значимую часть программного обеспечения (ПО), то проводят испытания АИИС КУЭ в целях утверждения типа. При модернизации АИИС КУЭ путём введения новых измерительных каналов также должны быть проведены испытания в целях утверждения типа.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Описание операции поверки	Рекомендуемые средства поверки
1 Внешний осмотр	8.1 МИ 3000-2006	—
2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2 МИ 3000-2006	—
3 Проверка счетчиков электрической энергии	8.3 МИ 3000-2006	переносной компьютер*
4 Проверка контроллера сетевого промышленного	8.4 МИ 3000-2006	—
5 Проверка функционирования компьютеров АРМ оператора и сервера	8.5 МИ 3000-2006	—
6 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6 МИ 3000-2006	—
7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.7 МИ 3000-2006	Мультиметр «Ресурс-ПЭ»
8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.8 МИ 3000-2006	Мультиметр «Ресурс-ПЭ»
9 Проверка погрешности из-за потерь в линиях присоединения трансформаторов напряжения к счетчикам	8.9 МИ 3000-2006	Мультиметры «Ресурс-ПЭ» – 2 шт.
10 Проверка системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ	6.1 настоящей МП	Радиочасы МИР РЧ-02
11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	6.2 настоящей МП	переносной компьютер*
12 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ	6.3 настоящей МП	—
Примечания 1) * Для проверки используется переносной компьютер с установленным ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и ПО «Пирамида 2000. Конфигуратор СИКОН». 2) При проведении поверки применяют средства измерений (СИ) и вспомогательные устройства в соответствии с методиками поверки на СИ ИК АИИС КУЭ. Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений утвержденных типов и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки. При проведении поверки допускается применение аналогичных по назначению СИ, обеспечивающих определение метрологических и технических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью		

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают лиц, достигших 18 лет и аттестованных в установленном порядке, прошедших инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, изучивших настоящую МП, эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ, используемые средства измерений и вспомогательные устройства.

3.2 Измерения вторичной нагрузки измерительных трансформаторов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, и падения напряжения в линиях присоединения ТН к счетчикам осуществляют специалисты, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее одного года. Измерения проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в следующих документах:

- 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 Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.

4.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования разделов «Меры безопасности» эксплуатационных документов на средства поверки и компоненты АИИС КУЭ.

5 Условия поверки и подготовка к поверке

5.1 Поверку АИИС КУЭ проводят при условиях, соответствующих рабочим условиям эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ, приведенным в технической документации.

5.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- описание типа АИИС КУЭ;
- формуляр АИИС КУЭ;
- свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- актуализированные паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов;
- действующие свидетельства о поверке (отметки о поверке в паспортах) измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками;
- эксплуатационную и техническую документацию на компоненты АИИС КУЭ;
- комплект документации на установленное программное обеспечение АИИС КУЭ.

5.3 Перед проведением поверки необходимо изучить настоящую МП и эксплуатационную документацию на компоненты АИИС КУЭ.

5.4 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу специалистов к местам установки компонентов ИК АИИС КУЭ, размещению средств поверки, отключению в необходимых случаях средств измерений АИИС КУЭ от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки и вспомогательное оборудование выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в распространяющейся на них документации;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ

6.1.1 Проверку системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ проводят с использованием радиочасов МИР РЧ-02, хранящих шкалу времени, синхронизированную с метками шкалы координированного времени государственного первичного эталона Российской

Федерации UTC (SU). В соответствии с эксплуатационной документацией подключают радиочасы МИР РЧ-02.00 к переносному компьютеру, выполняют настройку с использованием программы «Конфигуратор радиочасов МИР РЧ-02» (конфигуратор).

6.1.2 Проверку синхронизации шкал времени внутренних часов средств измерений времени СОЕВ проводят сравнением показаний текущего времени. Определяют различие показаний между текущим временем внутренних часов счетчиков и контроллера сетевого промышленного СИКОН С70. Распечатывают журналы событий счетчиков и контроллера сетевого промышленного СИКОН С70, соответствующие сличению внутренних часов.

Результаты проверки положительные, если различия в показаниях не превышают ± 3 с.

6.1.3 Проверку расхождения между шкалами времени внутренних часов средств измерений СОЕВ и радиочасов проводят для контроллера сетевого промышленного СИКОН С70, счетчиков и сервера.

Одновременно фиксируют показания «ВРЕМЯ UTC» во вкладке «Синхронизация» конфигулятора и текущее время, отображаемое на индикаторах счетчиков, контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 и сервера. Определяют разницу (без учёта количества часов) между шкалами времени часов средств измерений СОЕВ и шкалой временем UTC (SU).

Результаты проверки положительные, если расхождение между шкалами времени внутренних часов средств измерений СОЕВ и радиочасов, привязанных к шкале координированного времени UTC (SU), не превышает ± 5 с.

6.2 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

6.2.1 Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

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

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

6.2.3 Распечатывают журнал событий счетчика и контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти контроллера и центральном сервере АИИС КУЭ на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

6.3 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ

6.3.1 Проверку соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ проводят в процессе его штатного функционирования. Структура и функции прикладного ПО АИИС КУЭ:

- ПК «Энергосфера» осуществляет обработку и отображение результатов измерений, формирование и передачу в центры сбора информации отчетных документов;
- система управления базой данных осуществляет хранение результатов измерений;
- встроенное ПО контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу измерительной и служебной информации в базу данных сервера;
- встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Проверяют состав программных средств АИИС КУЭ (таблица 2), установленных на сервере и компьютере АРМ оператора.

Таблица 2 – Программные средства АИИС КУЭ

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
Встроенное прикладное программное обеспечение счетчика		Счетчики
Встроенное программное обеспечение контроллера		Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70
Microsoft Windows 2012 Server	Операционная система	Сервер
Microsoft SQL-Server 2012	Система управления базой данных	Сервер
ПК «Энергосфера» в составе модулей: – Сервер опроса; – «AdCenter» (Консоль администратора); – «DataImpEx» (Центр импорта/экспорта); – «ControlAge» (АРМ Энергосфера); – «AdmTool» (Редактор расчетных схем)	Программные модули ПК «Энергосфера», предназначенные для: – сбора информации с контроллера и счетчиков; – администрирования БД, резервного копирования, настройки прав пользователей, обновления БД; – обмена данными (стандартные макеты), в т.ч. с использованием электронной цифровой подписи; – отображения журналов событий и результатов измерений, формирования отчетных документов; – создания и редактирования структуры объекта учета, истории замен СИ ИИК	Сервер, АРМ оператора
Конфигуратор СЭТ-4ТМ.03М	ПО для конфигурирования и настройки параметров счетчиков	Переносной компьютер
Пирамида 2000. Конфигуратор СИКОН	ПО для конфигурирования и настройки параметров контроллера сетевого индустриального СИКОН С70	Переносной компьютер

Результаты проверки положительные, если состав ПО АИИС КУЭ соответствует сведениям, приведенным в таблице 2.

6.3.2 Проверка идентификационных данных

Определяют идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера».

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Результаты проверки положительные, если идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» соответствуют сведениям, приведенным в описании типа АИИС КУЭ и таблице 3.

6.3.3 Проверка защиты метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Проверку защиты ПО АИИС КУЭ на физическом уровне проводят проверкой ограничения доступа к техническим средствам АИИС КУЭ (счетчикам электрической энергии, контроллеру сетевому индустриальному СИКОН С70, серверу и АРМ оператора).

Результаты проверки положительные, если средства измерений и оборудование АИИС КУЭ конструктивно защищены в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений, имеются замки на шкафах, пломбы и клейма.

Проверку защиты метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ на программном уровне проводят следующим образом:

- проверяют наличие средств обнаружения и фиксации событий в журналах;
- проверяют корректность реализации управления доступом к выполнению программ ПК «Энергосфера» (разграничение прав посредством назначения уровней доступа для различных групп пользователей);
- проверяют соответствие полномочий пользователей, имеющих различные права доступа.

Результаты проверки положительные, если в журналах фиксируются события и осуществляется авторизованный доступ к выполнению программ ПК «Энергосфера».

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки АИИС КУЭ (первичной и периодической) оформляют свидетельство о поверке. Состав и метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приводят в Приложении к Свидетельству о поверке.

Примечание – Каждая страница Приложения к Свидетельству о поверке должна быть заверена подписью поверителя.

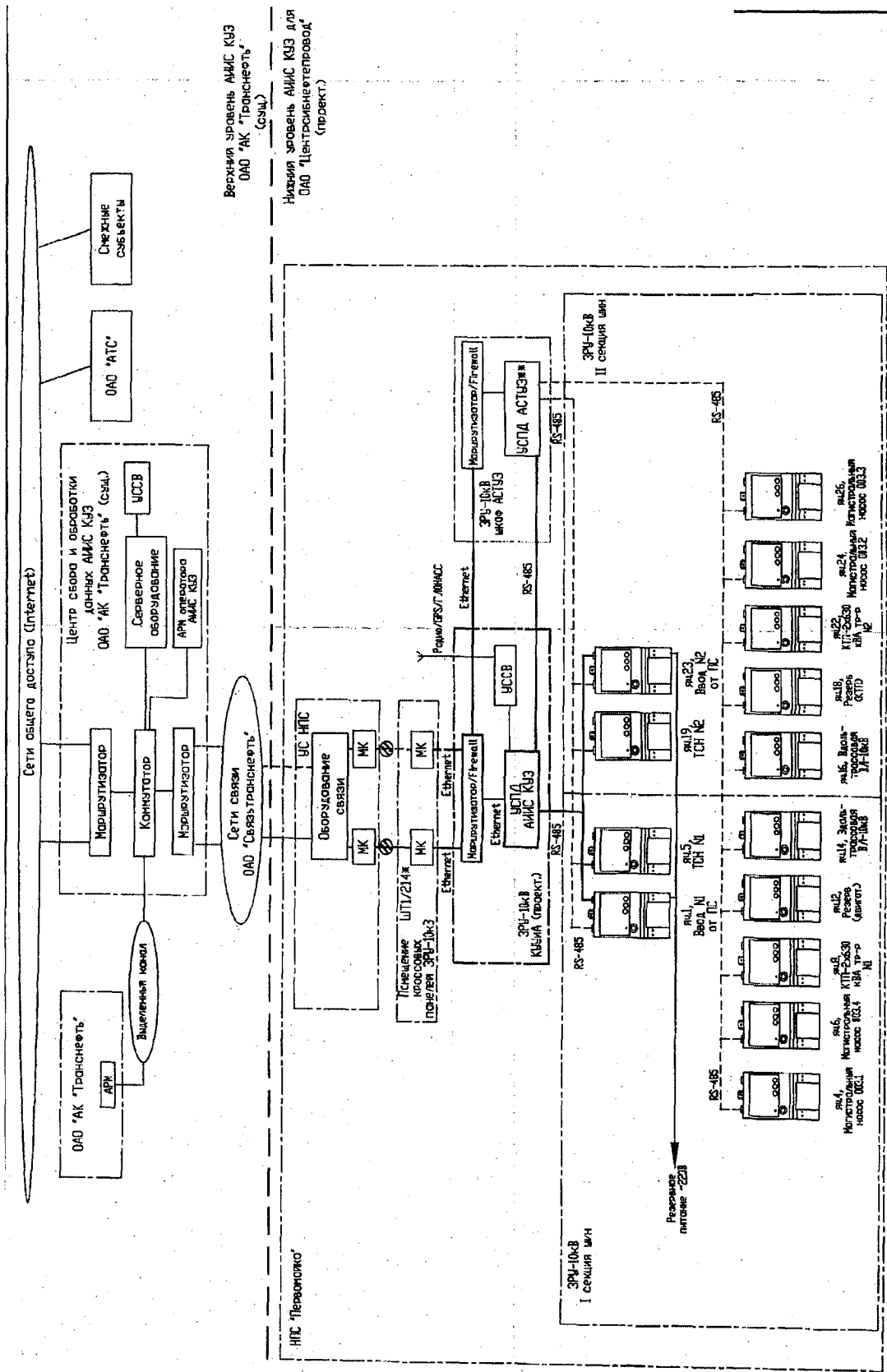
7.2 Отрицательные результаты поверки оформляют в соответствии с ПР 50.2.006. Измерительные каналы АИИС КУЭ, прошедшие поверку с отрицательным результатом, не допускаются к использованию.

Приложение А
Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ
(обязательное)

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1 уровень – ИИК							
1	НПС «Первомайка» Ввод №1, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.№1	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	1500/5
			В	ТОЛ-СЭЩ			
			С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-10У3	46738-11	0,5	10000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛ.06-10У3			
			С	ЗНОЛ.06-10У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
2	НПС «Первомайка» Ввод №2, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.№23	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	1500/5
			В	ТОЛ-СЭЩ			
			С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-10У3	46738-11	0,5	10000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛ.06-10У3			
			С	ЗНОЛ.06-10У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
2 уровень – ИВКЭ							
		Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70			28822-05	–	–
		Устройство синхронизации времени УСВ-2			41681-10	–	–
3 уровень – ИВК							
		Сервер синхронизации времени ССВ-1Г			39485-08	–	–
		Серверы, АРМ оператора			–	–	–
Примечание – Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформатор напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии							

Приложение Б
Структурная схема АИИС КУЭ
(обязательное)



Приложение В
Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ
(обязательное)

Таблица В.3 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95					
		в нормальных условиях эксплуатации			в рабочих условиях эксплуатации		
		cosφ = 1,0	cosφ = 0,8	cosφ = 0,5	cosφ = 1,0	cosφ = 0,8	cosφ = 0,5
1 – 2 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S)	$0,01 \cdot I_n \leq I < 0,02 \cdot I_n$	± 1,8	–	–	–	–	–
	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 1,8	± 2,9	± 5,4	–	–	–
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 1,1	± 1,6	± 2,9	± 1,2	± 1,8	± 3,2
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,2	± 2,2	± 1,0	± 1,4	± 2,4
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,2	± 2,2	± 1,1	± 1,4	± 2,4
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_n – номинальное значение первичного тока; КТ – класс точности							

Таблица В.4 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95			
		в нормальных условиях эксплуатации		в рабочих условиях эксплуатации	
		cosφ = 0,8 sinφ = 0,6	cosφ = 0,5 sinφ = 0,87	cosφ = 0,8 sinφ = 0,6	cosφ = 0,5 sinφ = 0,87
1 – 2 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5)	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 4,6	± 2,7	± 5,2	± 3,2
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 2,5	± 1,6	± 2,9	± 1,9
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 1,8	± 1,2	± 2,1	± 1,4
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 1,8	± 1,2	± 2,1	± 1,4

Нормальные условия эксплуатации:

- 1) параметры сети:
 - напряжение $0,98 \cdot U_n$ до $1,02 \cdot U_n$;
 - частота от 49,5 до 50,5 Гц;
- 2) температура окружающей среды:
 - для счетчиков: от 15 до 25 °С;
- 3) относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;
- 4) атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

- 1) параметры сети:
 - напряжение от $0,9 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$;
 - частота от 49 до 51 Гц;
- 2) температура окружающей среды от 5 до 31 °С;
- 3) индукция внешнего магнитного поля не более 0,5 мТл.