

УТВЕРЖДАЮ

Директор

ФБУ «Томский ЦСМ»



_____ М.М. Чухланцева

«03» _____ 2014 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии
ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 210-14

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская (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). Структурная схема АИИС КУЭ приведена в Приложении Б настоящей 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, устройства сбора и передачи данных (УСПД), 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, УСПД допускается их замена на однотипные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведённых в Приложении А настоящей МП. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Газпромнефть-Восток» 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 информации (ЦСОИ) ОАО «Межрегионэнергосбыт» (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 УСПД	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». 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 и инструкцию по эксплуатации 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 к переносному компьютеру, выполняют настройку с использованием программы «Конфигуратор радиочасов МИР РЧ-02» (конфигуратор). АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в свой состав счетчики, УСПД, сервер, устройства синхронизации системного времени (УССВ), и обеспечивающей синхронизацию.

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 УСПД. Распечатывают журналы событий счетчиков и УСПД, соответствующие сличению внутренних часов.

6.1.3 Проверку расхождения между шкалами времени внутренних часов средств измерений СОЕВ и радиочасов проводят для УСПД, счетчиков и сервера.

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

Результаты проверки положительные, если синхронизация времени осуществляется успешно, расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с.

6.2 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

6.2.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации, хранящейся в памяти счетчиков электрической энергии (исходная информация) и сервера и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток» (г. Томск).

6.2.2 На компьютере сервера и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток» распечатывают профиль нагрузки по всем ИК АИИС КУЭ (измеренные значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности)) за полные сутки, предшествующие дню проверки. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому тридцатиминутному интервалу времени.

Результаты проверки положительные, если отсутствует пропуск данных (за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента ИК).

6.2.3 Распечатывают журналы событий счетчиков и отмечают моменты времени, соответствующие нарушению связи между компонентами ИК АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти счетчиков и базе данных сервера и АРМ оператора на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

Результаты проверки положительные, если обеспечивается сохранность измерительной информации при нарушении связи между компонентами ИК АИИС КУЭ.

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, конфигурирование и настройку ПО УСПД;

- система управления базой данных осуществляет хранение результатов измерений;

- встроенное ПО УСПД 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 ООО «Газпром-нефть-Восток».

Таблица 2 – Программные средства АИИС КУЭ

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
Microsoft Windows 7	Операционная система	АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»
Microsoft SQL-Server 2005	Система управления базой данных	Сервер
Microsoft Windows 2003 Server	Операционная система	Сервер
Microsoft SQL-Server 2005	Система управления базой данных	Сервер
ПК «Энергосфера»	Программы ПК «Энергосфера»: «Сервер опроса», «Консоль администратора», «Центр импорта/экспорта», «АРМ Энергосфера», «Редактор расчетных схем», «Конфигуратор УСПД»	Сервер, АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»
Конфигуратор СЭТ-4ТМ	ПО для конфигурирования и настройки параметров счетчиков	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 метрологически значимой части ПК «Энергосфера»

Идентификационное наименование ПО	Номер версии	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Идентификационные данные программ, установленных на сервере			
PSO.exe (Сервер опроса)	не ниже 6.4	E011E2E8D24FC146E874E6EE713DB3D0	MD5
AdmTool.exe (Редактор расчетных схем)		9D9940380E62BC822D29EAB0EE10E1AB	
ControlAge.exe (АРМ Энергосфера)		DD5985B2FA5995B1851FE8AC862BC93A	
Идентификационные данные программ, установленных на АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»			
pso_metr.dll (Сервер опроса)	не ниже 6.5	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B	MD5
AdmTool.exe (Редактор расчетных схем)		3A6964B4EE822EB6B7109EAA56A8CD3F	
ControlAge.exe (АРМ Энергосфера)		B0E50D88CE8955DDDD5FA9712A5404EE	

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, УСПД, серверу и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»).

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.

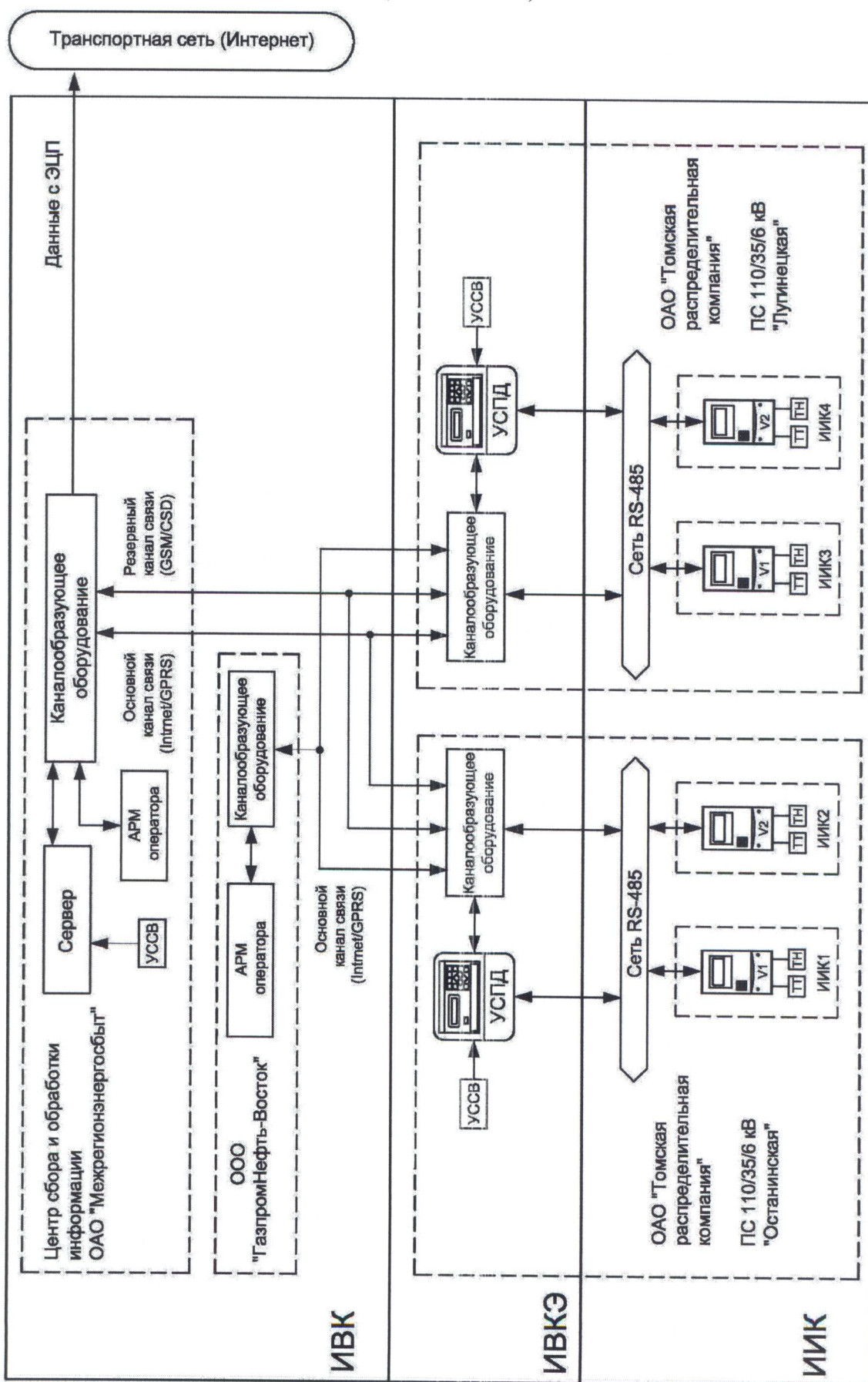
7.2 Отрицательные результаты поверки оформляют в соответствии с ПР 50.2.006. Измерительные каналы АИИС КУЭ, прошедшие поверку с отрицательным результатом, не допускаются к использованию.

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

Таблица А.1

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		вид	фаза	обозначение	номер в Госреестре СИ	класс точности	коэффициент трансформации
1 уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК)							
1	ВЛ 35 кВ ПС «Останинская» 1 ЦЛ ПС «Урманская»	ТТ	А	ТОЛ-35 III	47959-11	0,2S	400/5
			В	ТОЛ-35 III			
			С	ТОЛ-35 III			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
2	ВЛ 35 кВ ПС «Останинская» 6 ЦЛ ПС «Урманская»	ТТ	А	ТОЛ-35 III	47959-11	0,2S	400/5
			В	ТОЛ-35 III			
			С	ТОЛ-35 III			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
3	ВЛ 35 кВ ПС «Лугинецкая» 1 ЦЛ ПС «Шингинская»	ТТ	А	ТОЛ-35 III	47959-11	0,2S	150/5
			В	ТОЛ-35 III			
			С	ТОЛ-35 III			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
4	ВЛ 35 кВ ПС «Лугинецкая» 2 ЦЛ ПС «Шингинская»	ТТ	А	ТОЛ-35 III	47959-11	0,2S	150/5
			В	ТОЛ-35 III			
			С	ТОЛ-35 III			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
2 уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ)							
		УСПД «ЭКОМ-3000»			17049-09	–	–
3 уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК)							
		Сервер, АРМ оператора			–	–	–
Примечание – Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-77, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии							

Приложение Б
Структурная схема АИИС КУЭ
(обязательное)



Приложение В
Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ
(обязательное)

Таблица В.1 – 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 – 4 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S/1,0)	$0,01 \cdot I_n \leq I < 0,02 \cdot I_n$	± 1,6	–	–	–	–	–
	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,8	± 2,5	–	–	–
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 1,0	± 1,2	± 1,7	± 1,2	± 1,5	± 2,1
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,1	± 1,6	± 1,2	± 1,4	± 2,0
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,1	± 1,6	± 1,6	± 1,4	± 2,0
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_n – номинальное значение первичного тока; КТ – класс точности							

Таблица В.2 – 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 – 4 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S/1,0)	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 2,5	± 2,1	–	–
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 1,7	± 1,4	± 3,0	± 2,7
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,4	± 3,0	± 2,6
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,4	± 3,0	± 2,6

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 измерительных трансформаторов от минус 40 до 40 °С;
 - 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) для измерительных трансформаторов:
 - параметры сети: напряжение от $0,9 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$, частота от 49 до 51 Гц;
 - температура окружающей среды от минус 40 до 40 °С;
- 2) для счетчиков электрической энергии:
 - параметры сети: напряжение от $0,9 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$, частота от 49 до 51 Гц;
 - температура окружающей среды от 0 до 35 °С;
 - индукция внешнего магнитного поля не более 0,5 мТл.