

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ
ТОМ 1. ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

[illegible]

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)




ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
1.1	Наименование системы и основание для разработки	3
1.2	Перечень организаций, участвующих в разработке системы, сроки выполнения стадий	3
1.3	Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ	5
1.4	Очередность создания АИИС КУЭ и объем каждой очереди	5
1.5	Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам по безопасности	7
1.6	Сведения об используемых при проектировании нормативно-технических документах.	8
1.7	Сведения о типовых проектных решениях	12
1.8	Решения по стандартизации и унификации.	12
1.9	Требования к патентной чистоте.....	13
2	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	14
2.1	Решения по структуре и функционированию системы	14
2.2	Решения по способам и средствам связи	17
2.3	Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы	18
2.4	Решения по численности, квалификации и функциям персонала.....	20
2.5	Сведения об обеспечении заданных в техническом задании потребительских характеристик	21
2.6	Состав функций, задач, реализуемых системой.....	21

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	2.1	Решения по структуре и функционированию системы	14
					2.2	Решения по способам и средствам связи	17
					2.3	Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы	18
					2.4	Решения по численности, квалификации и функциям персонала	20
					2.5	Сведения об обеспечении заданных в техническом задании потребительских характеристик	21
					2.6	Состав функций, задач, реализуемых системой.....	21

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<div>АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Пояснительная записка</div> <div>Лит. Лист Листов ТП 1 43</div> <div>ЗАО «Электросеть»</div>			
Разраб.	Хромов		16.01.12					
Пров.	Сахнов		16.01.12					
Утв.	Сахнов		16.01.12					

2.7	Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте ..	24
2.8	Решения по составу информации, объёму, способам её организации, видам машинных носителей, входным и выходным документам и сообщениям	26
2.9	Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур операций и методам их реализации.....	26
2.10	Синхронизация времени.	27
3	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИЕ	28
3.1	Мероприятия по вводу системы в действие	28
3.2	Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала.....	30
3.3	Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест	31
4	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ	32
5	ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	42

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										2

1 Общие положения

1.1 Наименование системы и основание для разработки

Наименование системы: Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

Условное обозначение: АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС (далее по тексту АИИС КУЭ).

Шифр проекта: ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.

Основанием для разработки системы являются:

- Техническое задание на проектно-изыскательские работы по созданию АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Филиала ОАО "МРСК Центра" - "Ярэнерго" от 23.01.2012

Настоящий технический проект разработан для уровней ИИК, ИВКЭ, АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке системы, сроки выполнения стадий

Наименование предприятий разработчика и заказчика системы и их реквизиты:

Разработчик:

ЗАО «Электросеть»

Юридический адрес: 150000, г. Ярославль,
ул. Комсомольская, д. 10, оф. 18

ИНН/КПП 7604146710/760401001

р/с 407 028 102 600 609 967 01

Ярославский филиал ОАО «Промсвязьбанк»,
г. Ярославль

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										3
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

к/с 301 018 108 000 000 007 07

БИК 047888707

Заказчик:

ОАО «МРСК Центра»

Юридический и почтовый адрес:

129090, г.Москва, переулок Глухарев, д.4/2

Банковские реквизиты:

ИНН 6901067107

КПП 770801001

Филиал ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»

Юридический и почтовый адрес:

150003, г.Ярославль, ул.Войнова, д.12

Банковские реквизиты:

ИНН 6901067107

КПП 760602001

ОГРН 1046900099498

р/с 40702810435000246736 в ОАО «Нордеа Банк» г. Москва

корр. сч. 301018109000000000990

БИК 044583990

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № подл.

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2		Лист
							4
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

1.3 Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ

1.3.1 Цель создания АИИС КУЭ

Цели создания АИИС КУЭ:

- измерение количества потребленной электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»;
- снижение потерь электрической энергии;
- получение информации об объемах потребляемой электроэнергии и мощности;
- сокращение сроков и удешевление работы по обработке информации.

1.3.2 Назначение АИИС КУЭ

АИИС КУЭ предназначена для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и оперативного контроля потребления электрической энергии и мощности, формирования отчетных форм, передачи информации субъектам рынка.

1.4 Очередность создания АИИС КУЭ и объем каждой очереди

При создании АИИС КУЭ предусматривается очередность и возможность поэтапной реализации. Стадии и этапы, выполняемые организациями-участниками работ по созданию АИИС КУЭ, устанавливаются в соответствующих договорах. Допускается выполнять отдельные этапы работ до завершения предшествующих стадий, параллель-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

ное во времени выполнение этапов работ, включение новых этапов работ.

В объем проектирования входит создание уровней ИИК, ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

В объем проектирования не входят работы по проектированию вторичных цепей релейной защиты и автоматики (РЗА).

Этапы создания АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Этапы создания АИИС КУЭ

Стадия работ	Этапы работ
Технорабочий проект	Разработка проектной документации (технорабочего проекта) АИИС КУЭ и её согласование с Заказчиком
Ввод в действие	Комплектация, закупка и поставка оборудования и материалов для АИИС КУЭ
Ввод в действие	Строительно-монтажные работы
Ввод в действие	Пуско-наладочные работы
Ввод в действие	Проведение опытной эксплуатации. Разработка и аттестация методики измерений (МИ) *)
Ввод в действие	Утверждение АИИС КУЭ как единичного средства измерений, занесение в Госреестр, проведение метрологической поверки *)
Ввод в действие	Проведение приемочных испытаний и сдача АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию
Сопровождение	Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами, послегарантийное обслуживание

*) проводятся после включения точек учета в Перечень средств измерений (ПСИ) субъекта ОРЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

1.5 Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам по безопасности

Принятые проектные решения соответствуют требованиям комплекса стандартов ГОСТ Р 50571, ГОСТ 12-2.007.0-75 по электробезопасности, ГОСТ 12.1.004-91 по пожарной безопасности и РМ 14-11-93 по заземлению.

Обслуживаемое в процессе эксплуатации оборудование АИИС КУЭ устанавливается в местах, безопасных для пребывания персонала.

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств АИИС КУЭ, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства имеют защитное заземление в соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Переходное сопротивление на контактных соединениях контура заземления не должно превышать 0,05 Ом. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Выбор проводников общего контура заземления должен производиться в соответствии с главой 1.7 ПУЭ.

Компьютеры и периферийные устройства, входящие в состав АИИС КУЭ подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями комплекса стандартов ГОСТ Р 50571, ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

Технические средства размещены и установлены так, чтобы обеспечивалась их безопасная техническая эксплуатация.

Технические средства АИИС КУЭ соответствуют общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

Лист
7

К работе с техническими средствами АИИС КУЭ допускаются специалисты, прошедшие специальное обучение, имеющие квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» (РД 153-34.0-03.150-00) и отвечающие требованиям по электробезопасности, действующим на предприятии.

При установке, монтаже, техническом обслуживании, ремонте и эксплуатации должны выполняться требования, изложенные в «Правилах устройства электроустановок» (изд.д.7).

1.6 Сведения об используемых при проектировании нормативно-технических документах.

При разработке проекта использованы следующие нормативно-технические документы:

- «Правила устройства электроустановок», (ПУЭ, изд. 7, отдельные главы, 2002 г.);
- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утв. Приказом Минэнерго РФ от 13.01.03 №6;
- «Правила учета электрической энергии», утверждены Минтопэнерго РФ 19.09.96 г.;
- Постановление Правительства РФ от 27.12.97 г. № 1619. «О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля».
- «Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии», утверждено Министерством топлива и энергетики РФ 16.09.98 г., Председателем Государственного комитета РФ по стандартизации и метрологии 03.10.98 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div> <div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div> <div>Лист 8</div> </div>
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

- ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;
- ГОСТ 12.2.049-80. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
- ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
- ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;
- ГОСТ Р 52323-2005. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- ГОСТ 8.217-87. Трансформаторы тока. Методика поверки;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

- ГОСТ 8.216-87. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- ГОСТ Р 8.563–96. ГСИ. Методика выполнения измерений;
- ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- ГОСТ Р 52069.0-2003. Защита информации. Система стандартов. Основные положения;
- ГОСТ Р 51275-1999. Защита информации. Объект информатизации. Факторы воздействующие на информацию. Общие положения;
- РД 34.11.502-95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования;
- РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
- РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;
- РД 34.11.334-97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности;
- РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
- РД 34.11.408-91. Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

- РД 34.20.116-93. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех;
- РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;
- РД 153-34.0-03.150-00. «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;
- РМГ 29-99 Рекомендации по межгосударственной стандартизации Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;
- МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов;
- МИ 2439-97 ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;
- МИ 2440-97 ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;
- МИ 2441-97 ГСИ. Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие требования;
- МИ 2539-99 ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

- МИ 2808-2003 ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии;
- Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей, М.: СПО Союзтехэнерго, 1979;
- Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» (Постановление Госкомсанэпиднадзора РФ от 14 июля 1996г. №14);
- Комплекс стандартов ГОСТ Р 50571.

1.7 Сведения о типовых проектных решениях

При разработке проекта учтен опыт проектирования, создания и эксплуатации АИИС КУЭ на объектах филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

1.8 Решения по стандартизации и унификации.

При разработке рабочей документации были применены серийно выпускаемые технические средства и готовые программные продукты.

Технические средства унифицированы и имеют минимальную номенклатуру. Все технические средства одной номенклатуры взаимозаменяемы.

Каналы связи организованы с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

Функционирование АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС в целом и отдельных подсистем в составе АИИС КУЭ организовано на единой информационной базе. Разбиение АИИС КУЭ на функциональные подсистемы обеспечивает возможность наращива-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div>					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						12

ния любой подсистемы без вывода из работы остальных подсистем.

1.9 Требования к патентной чистоте.

Все разделы технорабочей документации выполнены на основе типовых решений и не содержат охраноспособных технических решений, поэтому проверка на патентную чистоту и патентоспособность не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 Основные Технические Решения

2.1 Решения по структуре и функционированию системы

АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ состоит из следующих компонентов:

- 1) измерительный компонент - ИИК точек измерений электроэнергии;
- 2) вычислительный компонент - ИВКЭ;
- 3) связующий компонент - технические средства приёма–передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи;
- 4) комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов - ИВК.

АИИС КУЭ состоит из следующих функциональных уровней:

- первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений в точке измерения на технологическом объекте;
- второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функцию консолидации информации;
- третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ состоит из следующих территориальных уровней:

- ИИК, ИВКЭ - ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										14
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- ИВК – Центр сбора и обработки информации филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

Перечень точек учета приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень точек учета, входящих в АИИС КУЭ

№ п.п.	Наименование точки измерения	Место установки электросчетчика	Вид учета	Примечание
1.	КЛ 110кВ ПГУ-ТЭС 1	ОПУ, шкаф АИИСКУЭ	технический	
2.	КЛ 110кВ ПГУ-ТЭС 2	ОПУ, шкаф АИИСКУЭ	технический	
3.	0,4кВ СН1	ОПУ, щит СН1	технический	
4.	0,4кВ СН2	ОПУ, щит СН2	технический	

Структурная схема АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС приведена на рисунке 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

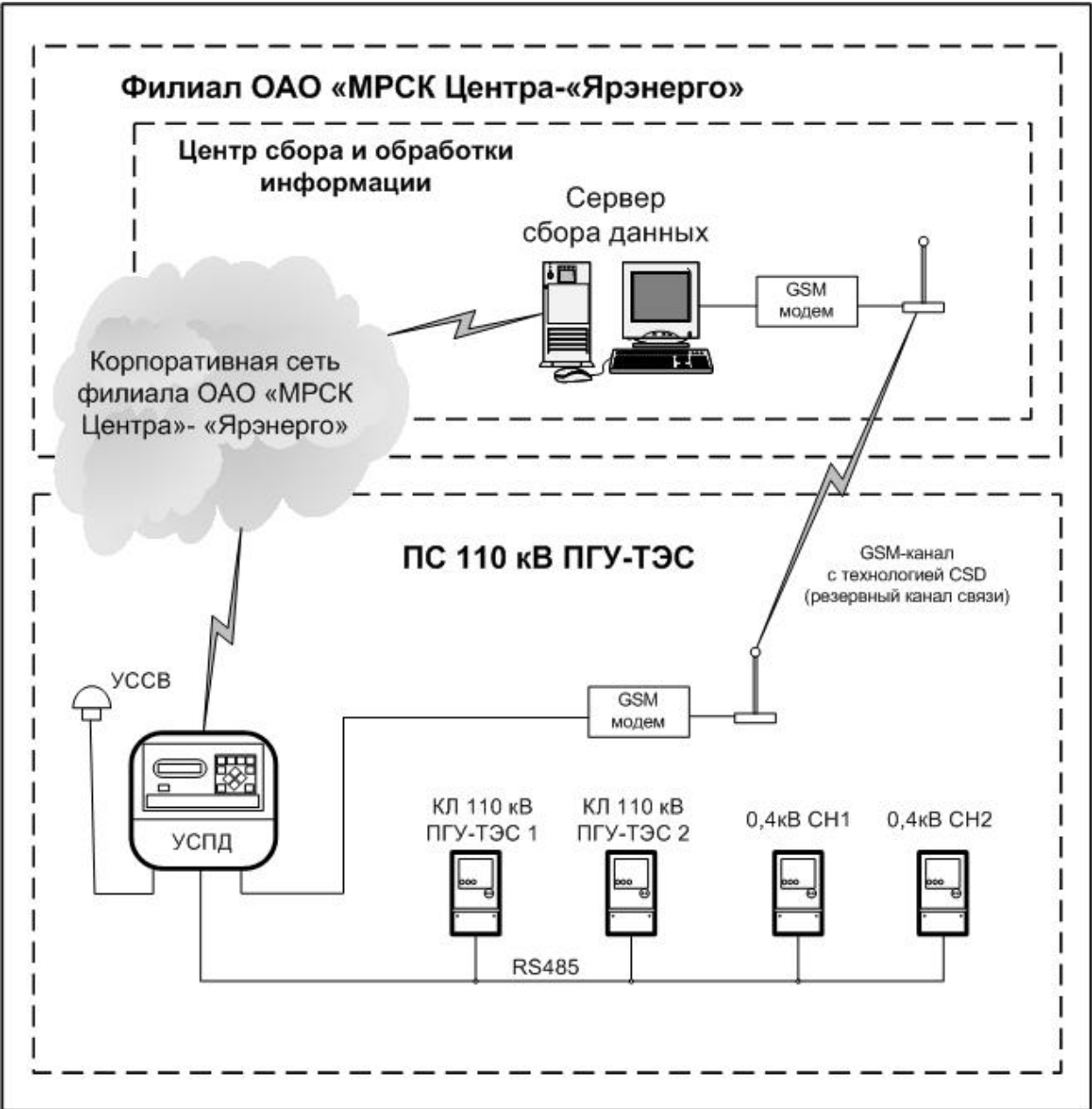


Рисунок 1 –Структурная схема АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС

В состав ИИК входят:

- 1) счетчики электрической энергии;
- 2) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3) вторичные измерительные цепи.

В состав ИВКЭ входят:

- 1) контроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;

2) технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

В состав ИВК входят:

- 1) технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- 2) сервер АИИС КУЭ;
- 3) технические средства для организации локальной вычислительной сети.

АИИС КУЭ имеет в своём составе средства телекоммуникаций, обеспечивающие передачу данных с уровня ИИК выше по иерархии в ИВК и внешние организации в режимах автоматического опроса или запроса по требованию.

2.2 Решения по способам и средствам связи

В настоящем проекте вопросы организации каналов связи для передачи информации решены в части существующих в филиале ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» каналов связи. Конкретные типы каналов связи и решения по каждому объекту приведены в рабочей документации.

2.2.1 Решения по организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ

Для связи между ИИК и ИВКЭ используются выделенные кабельные линия связи. В качестве протокола обмена используется цифровой интерфейс RS-485. Скорость передачи данных определяется скоростью каналообразующего оборудования (не ниже 9600 бит/с).

Инв. № подл.	Подп. и дата		Инв. № дубл.		Подп. и дата	
	Взам. инв. №					
	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	
						Лист
						17

2.2.2 Решения по организации каналов связи между ИВКЭ и ИВК

Основной канал связи между ИВКЭ и ИВК организуется на базе цифрового интерфейса Ethernet по протоколу TCP/IP с выходом в корпоративную локально-вычислительную сеть филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

Резервный канал связи организуется с помощью GSM-канала передачи данных с применением технологии CSD.

Строительство основного канала связи предусматривается отдельным разделом проекта на связь.

Передача информации другим заинтересованным сторонам осуществляется из центра сбора и обработки данных филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

2.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Режим функционирования АИИС КУЭ - автоматизированный.

Регламент работы системы - круглосуточный.

Для ИВКЭ предусмотрены следующие режимы работы:

1) Основной (штатный) режим – УСПД исправен, о чем свидетельствует система самодиагностики, на него подано питание с основного источника, каналы связи и каналообразующее оборудование работают с предусмотренными характеристиками. УСПД производит опрос цифровых счетчиков электрической энергии, полученную информацию сохраняет в базе данных и предоставляет интерфейс доступа ИВК к информации, хранящейся в базе данных.

2) Поверочный режим – УСПД выводится на время из основного режима работы, с целью проведения его поверки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

3) Режим модернизации – расширяется состав технических или программных средств, либо производится обновление (модернизация).

4) Аварийный режим – система самодиагностики сообщает о неисправности УСПД, либо каналообразующее оборудование или канал связи не обеспечивают заданные характеристики.

Для ИИК предусмотрены следующие режимы работы:

1) Основной режим - все компоненты ИИК исправны и работают (подаётся питание с основного источника, каналы связи и каналообразующее оборудование работают с предусмотренными характеристиками, программные средства самодиагностики счетчиков электрической энергии не сообщают о неисправностях).

2) Поверочный режим – часть работающего оборудования выводится на время из состава ИИК с целью поверки и, при необходимости, замены.

3) Режим модернизации – расширяется состав технических или программных средств, либо производится обновление (модернизация).

4) Аварийный режим – отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, программные средства самодиагностики счетчиков электрической энергии сообщают о неисправностях, либо канал связи не обеспечивает заданные характеристики.

В АИИС КУЭ предусмотрена возможность наращивания перечня решаемых задач и объема обрабатываемой информации путем поэтапного увеличения ИИК без вывода из постоянной эксплуатации других компонентов системы.

Технические средства на микропроцессорной основе, входящие в уровни ИИК, ИВКЭ имеют встроенные функции самодиагностики. В

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div>					Лист 19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

качестве основы для диагностики работоспособности системы используются журналы событий счетчиков, УСПД.

Программно-аппаратная система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей АИИС КУЭ обеспечивает решение задач по проверке работоспособности и по обнаружению отказов оборудования, а также информирует о возникновении отказа компонента системы.

2.4 Решения по численности, квалификации и функциям персонала

Численность персонала по обслуживанию АИИС КУЭ, его квалификация и режим работы окончательно определяются на стадии опытной эксплуатации.

Персонал, обслуживающий АИИС КУЭ, должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации. Квалификация персонала должна обеспечивать функционирование закрепленного оборудования во всех заданных режимах.

Персонал, занимающийся обработкой результатов измерений, должен иметь образование не ниже среднего специального.

Весь персонал должен пройти проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Схема организационной структуры, рекомендуемая численность и квалификация персонала по обслуживанию АИИС КУЭ приведена в ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2.5 Сведения об обеспечении заданных в техническом задании потребительских характеристик

Потребительские характеристики системы соответствуют требованиям, изложенным в ТЗ.

2.6 Состав функций, задач, реализуемых системой

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средствах измерений;
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течении 3,5 лет;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне в объеме, установленном настоящим документом;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

ИБК обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

Лист
21

2.7 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

АИИС КУЭ соответствует требованиям к автоматизированным системам, регламентированным нормативными документами Государственного Комитета по стандартам РФ и оптового рынка электрической энергии (мощности).

АИИС КУЭ осуществляет автоматизированный учет и контроль электроэнергии и мощности по 4 точкам учета. Перечень точек учета приведен в таблице 2.

Технические средства АИИС КУЭ устанавливаются на следующих объектах:

- 1) ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС;

Для учета электроэнергии используются счетчики СЭТ-4ТМ.03М производства ОАО Нижегородское НПО им. М.В. Фрунзе. Счетчики предназначены для учета активной и реактивной электрической энергии как прямого, так и обратного направления (учет активной энергии по модулю) в трех и четырехпроводных сетях переменного тока с возможностью хранения профилей нагрузки в энергонезависимой памяти (базе данных), с наличием оптопорта и цифрового интерфейса RS485. В счетчиках реализована возможность получения данных об электропотреблении по линии интерфейса RS-485 при отсутствии питания от ТН за счет подключения к счетчику линии резервного питания ~220 В.

К линии RS-485 каждый счетчик подключается через разветвитель интерфейса RS-485. Для обеспечения защиты от несанкционированного доступа коробки разветвителей пломбируются.

Со счетчиков информация по цифровому каналу RS-485 в автоматическом режиме передается на устройство сбора и передачи дан-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

Лист
24

ных (УСПД). В качестве устройства сбора и передачи данных используется УСПД RTU-325L производства ООО "Эльстер Метроника", предназначенное для сбора, обработки, хранения данных, собранных со счетчиков электроэнергии и передачи их в центр сбора и обработки информации. Конфигурирование УСПД производится при начальной установке, а также в процессе эксплуатации (при замене электросчетчиков, изменении схемы учета или коммуникационного оборудования).

Для поддержания точного времени в системе, УСПД выполняет автоматическую коррекцию собственных системных часов по эталону времени, функции которого выполняет GPS приемник. В счётчиках синхронизация времени осуществляется с временем системных часов УСПД во время сеанса связи с ним.

УСПД, система обеспечения единого времени, технические средства организации каналов связи, установлены в шкафах.

Перечень устанавливаемого оборудования приведен в спецификации оборудования в рабочей документации.

Размещение оборудования приведено на общих планах и планах отдельных помещений объектов. Планы выполнены с той степенью детализации, которая необходима для реализации проекта и обслуживания оборудования при эксплуатации.

Для удобства эксплуатации и обслуживания совместно со счетчиками устанавливаются испытательные колодки, разветвители интерфейса RS-485 счетчиков.

Перечень кабельной продукции, необходимой для реализации проекта, приведен в кабельном журнале (см. Том 2. Рабочая документация. ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.К1). Обозначения и маркировка кабелей, принятые в кабельном журнале, повторяются на чертежах схем подключения оборудования и проводов.

Прокладку кабелей необходимо осуществлять в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», СНиП и требо-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div>					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						25

ваний чертежей рабочей документации, с использованием существующих на объектах кабельных линий, трасс и каналов. Кроме того, для защиты кабелей связи от импульсных помех, необходимо при их прокладке руководствоваться требованиями РД 34.20.116-93

2.8 Решения по составу информации, объёму, способам её организации, видам машинных носителей, входным и выходным документам и сообщениям

Виды информации:

- 1) коммерческая (расчетная) информация, используемая в финансовых расчетах за потребленную электрическую энергию;
- 2) технологическая информация – информация, которая может быть использована в расчетных (технологических) задачах ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС;
- 3) служебная информация - информация о текущем состоянии средств учета (журналы событий устройств, входящих в АИИС КУЭ и т.п.);
- 4) нормативно-справочная информация (нормативно-техническая документация, справочники, классификаторы и т.д.).

2.9 Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур операций и методам их реализации

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит:

- 1) программное обеспечение электросчетчиков;
- 2) программное обеспечение УСПД;

Подробно решения по организации программного обеспечения приведены в «Описании программного обеспечения».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

2.10 Синхронизация времени.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5,0 с/сут. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ АИ-ИС КУЭ привязана к единому календарному времени.

Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами устройств измерения. Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым временем.

Для поддержания точного времени в системе, УСПД выполняет автоматическую коррекцию собственных системных часов по эталону времени, функции которого выполняет GPS приемник. В счётчиках синхронизация времени осуществляется со временем системных часов УСПД во время сеанса связи с ним.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

3 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

3.1 Мероприятия по вводу системы в действие

Работы, выполняемые на стадии «Ввод в действие» приведены в таблице 1 «Этапы (очередность) создания системы» настоящей пояснительной записки.

Этап «Комплектация» включает в себя приобретение серийно выпускаемых изделий, материалов, заказ изделий единичного производства и осуществление входного контроля их качества.

Этап «Строительно-монтажные работы» должен проводиться в строгом соответствии с проектной документацией. Все отступления от проектных решений должны быть внесены в проектную документацию.

На этапе «Пусконаладочные работы» проводится автономная наладка технических и программных средств, загрузка исходной информации в базу данных и комплексная наладка всех средств системы.

На этапе «Проведение опытной эксплуатации» проводят:

- 1) испытания АИИС КУЭ на работоспособность в соответствии с программой испытаний;
- 2) оформление протокола предварительных испытаний;
- 3) устранение неисправностей и внесение изменений в документацию на АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

4) оформление акта о приёмке АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию с указанием сроков её проведения.

Этап «Проведение опытной эксплуатации» проводится с целью подтверждения правильности функционирования АИИС КУЭ в условиях реальной эксплуатации подготовленным персоналом и определения фактических значений количественных и качественных характеристик АИИС КУЭ. Во время опытной эксплуатации должны фиксироваться отказы, сбои, аварийные ситуации, изменения параметров, изменения в документации, а также замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале.

В период опытной эксплуатации должна быть проведена аттестация Методики измерений (МИ) с использованием АИИС КУЭ в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии или в аккредитованных Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии организациях и сертификация АИИС КУЭ как средства измерения, с внесением в Госреестр РФ средств измерений. При этом должно быть проведено пломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, с составлением соответствующего акта.

Допускается последовательное проведение испытаний и сдача частей АИИС КУЭ в опытную и постоянную эксплуатацию при соблюдении установленной в ТЗ очередности ввода АИИС КУЭ в действие.

По результатам опытной эксплуатации оформляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приёмочным испытаниям.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
<table><tr><td>Изм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата										
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2														
Лист 29														

Этап «Приёмочные испытания» - порядок организации и проведения испытаний на установление соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям приведен в Приложении № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

Требования к проведению испытаний с целью определения соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения коэффициента класса системы в Приложении № 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

Этап «Приёмочные испытания» осуществляется в соответствии с Приложением № 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и завершается оформлением Паспорта или Акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности.

3.2 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала

На этапе опытной эксплуатации проводится обучение персонала и проверка способности обеспечения функционирования АИИС КУЭ.

Подготовка персонала по согласованию с Заказчиком проводится на предприятиях-изготовителях основных технических средств АИИС, а также на соответствующих курсах повышения квалификации энергетической отрасли.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2

3.3 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест

Данные мероприятия проводятся в соответствии с предполагаемой организационной и штатной структурой организации, эксплуатирующей АИИС КУЭ.

Конкретные решения по организационному обеспечению принимаются руководством филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист
						31

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Автоматизированная информационно-измерительная система - иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Вычислительный компонент измерительной системы - цифровое вычислительное устройство (или его часть) с программным обеспечением, выполняющее вычисления результатов прямых, косвенных, совместных или совокупных измерений (выражаемых числом или соответствующим ему кодом) по результатам первичных измерительных преобразований в ИС, а также логические операции и управление работой ИС.

Примечание: в отдельных случаях вычислительный компонент может входить в состав измерительного компонента, метрологические характеристики которого нормированы с учетом программы, реализуемой вычислительным компонентом

[ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.3].

Вспомогательный компонент измерительной системы - техническое устройство (блок питания, система вентиляции, устройства, обеспечивающие удобство управления и эксплуатации ИС и т.п.), обеспечивающее нормальное функционирование ИС, но не участвующее непосредственно в измерительных преобразованиях

[ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.5].

Данные - информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320, Приложение А].

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.

Защита информации - деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию [ГОСТ Р 50922, статья 2.1.2].

Защита информации от несанкционированного доступа - деятельность, направленная на предотвращение получения защищаемой информации заинтересованным субъектом с нарушением установленных правовыми документами или собственником, владельцем информации прав или правил доступа к защищаемой информации [ГОСТ Р 50922, статья 2.1.7]

Защищенность - свойство системы обеспечивать требуемый уровень безопасности.

Измерение - совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины. Измерения должны выполняться

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

в соответствии с ФЗ №102 об обеспечении единства измерений от 26.06.2008г. гл.2 ст.5.

Измерительный канал измерительной системы - конструктивно или функционально выделяемая часть ИС, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим ему кодом, или до получения аналогового сигнала, один из параметров которого — функция измеряемой величины.

Примечание: измерительные каналы ИС могут быть простыми и сложными. В простом измерительном канале реализуется прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Сложный измерительный канал в первичной части представляет собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы, с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений или для получения пропорционального ему сигнала во вторичной части сложного измерительного канала ИС [ГОСТ Р 8.596, статья 3.2].

Измерительный компонент ИС - средство измерений, для которого отдельно нормированы метрологические характеристики, например измерительный прибор, измерительный преобразователь (первичный, включая устройства для передачи воздействия измеряемой величины на чувствительный элемент; промежуточный, в том числе модуль аналогового ввода-вывода, измерительный коммутатор, искробезопасный барьер, аналоговый фильтр и т. п.), мера [ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.1].

Измерительно-информационный комплекс точки измерений - функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div>					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						34

предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

Измерительная система - совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенная для:

получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований, в общем случае, множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;

- машинной обработки результатов измерений;
- регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
- преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.

Примечание: ИС обладают основными признаками средств измерений и являются их разновидностью [ГОСТ Р 8.596, статья 3.1].

Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) - Автоматизированная система управления Коммерческого оператора, представляющая собой совокупность взаимодействующих автоматизированных подсистем, выполняющих функции организации измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, контроля их достоверности, формирования учет-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИISKУЭ.П2

Лист
36

Лист
36

рации, предусмотренные процессом измерений и алгоритмами обработки результатов измерений в иных целях, а также выработки выходных сигналов системы

[ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.4].

Компонент измерительной системы - входящее в состав ИС техническое устройство, выполняющее одну из функций, предусмотренных процессом измерений. В соответствии с этими функциями компоненты подразделяют на измерительные, связующие, вычислительные, комплексные и вспомогательные [ГОСТ Р 8.596, статья 3.3].

Методика измерений (МИ)- Совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с известной погрешностью.

Примечание: в соответствии с законом РФ «Об обеспечении единства измерений» методики выполнения измерений должны быть разработаны и аттестованы в соответствии с порядком, определенным Госстандартом России [ГОСТ Р 8.563, статья 3.1].

Метрологическая характеристика средств измерений - характеристика одного из свойств средства измерений, влияющего на результат измерений и его погрешность.

Примечания: для каждого типа средств измерений устанавливаются свои метрологические характеристики.

Метрологические характеристики, устанавливаемые нормативными документами, называют нормируемыми метрологическими характеристиками, а определяемые экспериментально – действительными метрологическими характеристиками [РМГ 29, статья 6.42].

Надежность - свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</p>	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Примечание: надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его функционирования может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств [ГОСТ 27.002, статья 1.1].

Объект измерений оптового рынка электроэнергии - физическая система (электроустановка, техническое средство и др.) которая характеризуется одной или несколькими физическими величинами, значения которых используется для коммерческих расчетов на ОРЭМ.

Оптовый рынок (ОРЭ) - Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), определенный статьей 1 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [ГОСТ 27.002, статья 3.3].

Поверка средства измерений - совокупность операций, выполняемых органами государственной метрологической службы (другими уполномоченными на то органами, организациями) с целью определения и подтверждения соответствия средства измерений установленным техническим требованиям.

Присоединение - электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки. Электрические цепи разного напряжения одного силового трансформатора (независимо от числа обмоток), одного двухскоростного электродвигателя считаются одним присоединением. В схемах многоугольников, полуторных и т.п. схемах к присоединению линии, трансформатора относятся все коммутационные аппараты и шины, посредством которых эта линия или транс-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист 38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

форматор присоединены к шинам распределительного устройства [РД 153-34.0-03-150].

Промышленная локальная сеть - способ объединения различных устройств посредством физических соединений с помощью специализированных протоколов: Profibus, Canbus, FIP, ControlNet, Interbus-S, DeviceNet, P-NET, WorldFIP, LongWork, Modbus Plus и аналогичных им.

Регламенты оптового рынка - Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Советом рынка оптового рынка электроэнергии.

Связующий компонент измерительной системы - техническое устройство или часть окружающей среды, предназначенное или используемое для передачи с минимально возможными искажениями сигналов, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента ИС к другому (проводная линия связи, радиоканал, телефонная линия связи, высоковольтная линия электропередачи с соответствующей каналообразующей аппаратурой, а также переходные устройства – клеммные колодки, кабельные разъемы и т.п.)

[ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.2].

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) - функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист 39
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Системный оператор - Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы России» (ОАО «СО ЕЭС»), выполняющее функцию системного оператора Единой энергетической системы России

Смежные субъекты - Субъекты, имеющие общую границу балансовой принадлежности.

Совет рынка - Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (НП «Совет рынка») – Совет рынка (СР).

Средство электронной цифровой подписи (ЭЦП) - Средство криптографической защиты информации (СКЗИ), реализующее функции создания электронной цифровой подписи с использованием секретного ключа, подтверждения с использованием открытого ключа подлинности ЭЦП, создания секретных и открытых ключей

Субъект оптового рынка - Юридическое лицо, соответствующее требованиям, предъявляемым к субъектам оптового рынка, внесенное в реестр субъектов оптового рынка и подписавшее договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Технические требования - Технические требования к коммерческому учету оптового рынка электроэнергии, утверждаемые Наблюдательным советом НП «Совет рынка».

Техническое задание на АИИС (ТЗ на АИИС)- Документ, оформленный в установленном порядке и определяющий цели создания АИИС, требования к АИИС и основные исходные данные, необходимые для ее разработки, а также план-график создания АИИС

Технорабочий проект - комплект проектных документов ИИК, утвержденный в установленном порядке и содержащий решения в объеме технического проекта и рабочей документации на АИИС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2</div>					Лист
										40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Точка измерений - место расположения и подключения приборов коммерческого учета на элементе электрической сети, значение измерений количества электроэнергии в котором используется в целях коммерческого учета..

Точка поставки - Место в электрической сети, используемое для определения объемов произведенной (потребленной) Участниками оптового рынка электрической энергии (мощности).

Точка учета - место в электрической сети, определяемое администратором торговой системы по согласованию с субъектом оптового рынка электроэнергии и используемое для формирования учетных показателей коммерческого учета.

Учетные показатели коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии - набор величин, отражающих свойства процесса производства, распределения и потребления электрической энергии в Единой энергетической системе Российской Федерации, значения которых определяются при коммерческом учете и используются в Финансово-расчетной системе оптового рынка электроэнергии для производства финансовых расчетов между его субъектами.

Энергоустановка - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии [ГОСТ 19431, статья 24].

Электроустановка - энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии [ГОСТ 19431, статья 25].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2	Лист
						41

5 Перечень используемых сокращений и обозначений

АО-энерго	-	Акционерное общество энергетики и электрификации
АИИС КУЭ	-	Автоматизированная измерительно-информационная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	-	Автоматизированная система управления
АРМ	-	Автоматизированное рабочее место
БД	-	База данных
ГСИ	-	Государственная система обеспечения единства измерений
ЗИП	-	Запасное имущество и принадлежности.
ИАСУ КУ	-	Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом
ИВК	-	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	-	Измерительно-информационный комплекс
ИИС	-	Информационно-измерительная система
ККК	-	Коэффициент класса качества
КО	-	Коммерческий оператор
КУ	-	Коммерческий учет
ЛВС	-	Локальная вычислительная сеть
МВИ	-	Методика выполнения измерений
ОАО «АТС»	-	Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы»
НСД	-	Несанкционированный доступ
ОРЭМ	-	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ПО	-	Программное обеспечение

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
					42

ПУЭ	- Правила устройства электроустановок
ПА	- Параметр автоматизации
ПЗ	- Параметр защищенности
ПН	- Параметр надежности
ПФ	- Параметр функциональности
РД	- Руководящий документ
РДУ	- Региональное диспетчерское управление
СО	- Системный оператор
СОЕВ	- Система обеспечения единого времени
ТЗ	- Техническое задание
ЭЦП	- Электронная цифровая подпись

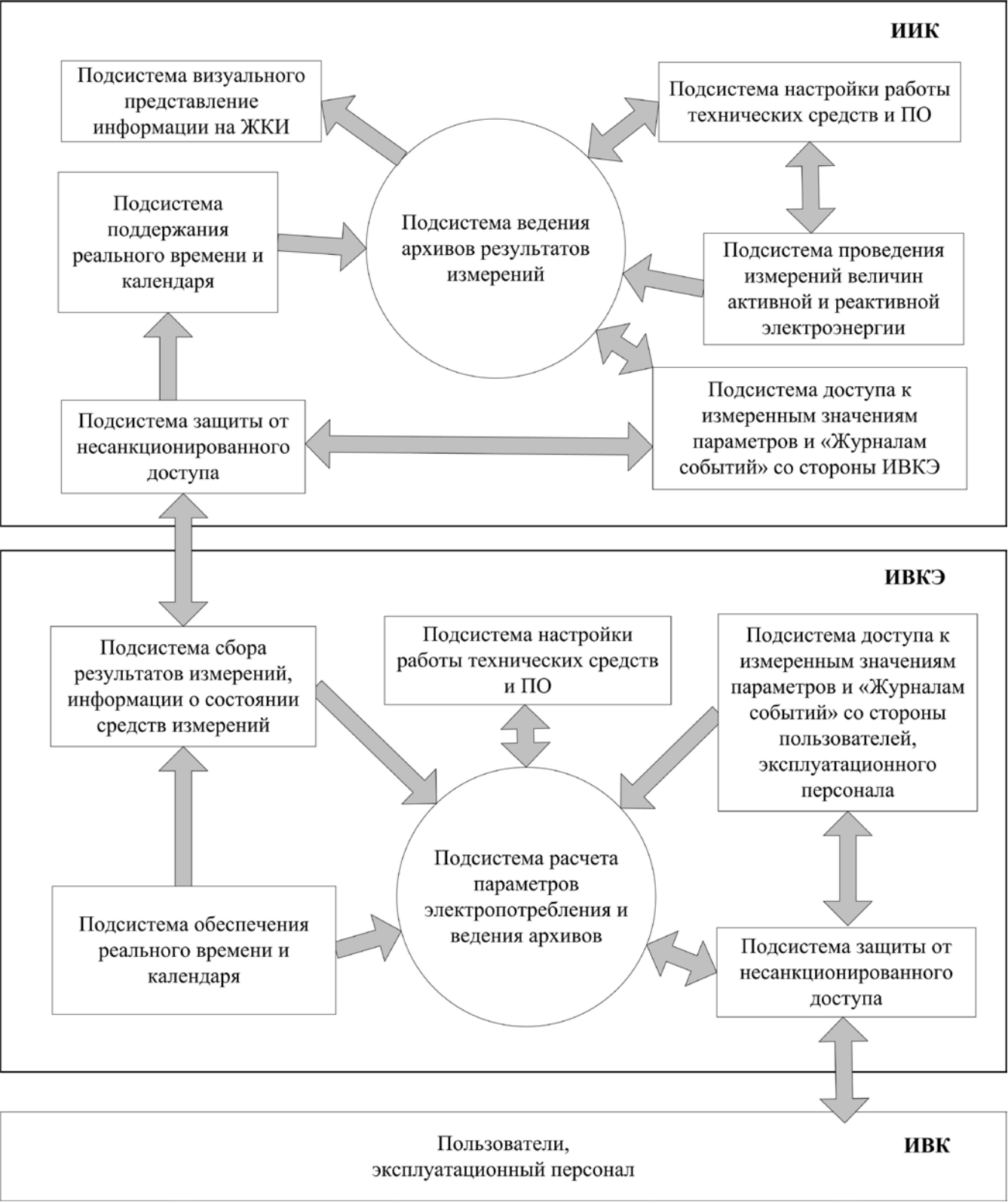
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П2					Лист
										43




Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

Схема функциональной структуры

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.С2

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инд.	Инв. №	Подп. и дата



					ЭС-011-4/10-АИISKУЭ.C2				
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Схема функциональной структуры	Лит.		Лист	Листов
Разраб.	Хромов			01.04.12					1
Провер.	Сахнов			01.04.12					
Н.Контр.									
Утв.	Сахнов			01.04.12		ЗАО «Электросеть»			

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ

СОДЕРЖАНИЕ

1	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	2
1.1	Перечень исходных материалов и документов, использованных при разработке функциональной части проекта АИИС КУЭ.....	2
1.2	Данные о системах управления, взаимосвязанных с АИИС КУЭ и сведения об информации, которой она должна обмениваться с абонентами и другими системами.	3
2	ЦЕЛИ АС И АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ФУНКЦИИ.....	4
3	ХАРАКТЕРИСТИКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ	7
3.1	Функциональная подсистема сбора результатов измерений для целей учета	7
3.2	Функциональная подсистема контроля достоверности результатов измерений.....	8
3.3	Функциональная подсистема мониторинга состояния системы	9
3.4	Функциональная подсистема ведения классификаторов и нормативно-справочной информации	10
3.5	Функциональная подсистема передачи информации.....	10
4	ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ .	11

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
Инв. № подл.	Подп. и дата													

1 Исходные данные

1.1 Перечень исходных материалов и документов, использованных при разработке функциональной части проекта АИИС КУЭ

1) «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.122-2006)

2) Приложение №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

3) ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».

4) ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

5) РД 50-34.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

6) Техническое задание на на выполнение проектных работ по АИИСКУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ

Лист
2

1.2 Данные о системах управления, взаимосвязанных с АИИС КУЭ и сведения об информации, которой она должна обмениваться с абонентами и другими системами.

АИИС КУЭ обеспечивает информационный обмен результатами измерений с целью автоматизированного учета электроэнергии со следующими информационными системами:

- 1) филиал ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»;
- 2) Автоматизированные системы внешних организаций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ					Лист
										3

2 Цели АС и автоматизированные функции

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС создается с целью информационного обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» на рынке электроэнергии, получения достоверной информации об объемах полученной (отпущенной) электроэнергии и мощности, существенного повышения точности учета, точности измерений мощностей с привязкой к единому календарному времени и, как следствие, улучшение качества управления энергоснабжением при выполнении технических требований, указанных в п.2.5. Приложения № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования».

Перечень функций, выполняемых АИИС КУЭ, приведен в таблице

1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ					Лист
										4
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Таблица 1 - Перечень функций АИИС КУЭ

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации
1	2	3	4
Получение информации об электроэнергии и мощности	Автоматическое измерение электроэнергии и мощности	30 минут	Децентрализованная функция
	Автоматический сбор информации об измеренных физических величинах	По запросу	Централизованная функция
	Формирование профиля нагрузки, включающего все 30-ти минутные значения за сутки	Одни сутки	Децентрализованная функция
Обработка данных	Автоматизированное формирование сальдо по электропотреблению	Одни сутки	Централизованная функция
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла)	Ручной ввод данных (кроме данных учета), замещение данных, корректировка информации, формирование документов.	По мере необходимости (за любой временной интервал)	Централизованная функция
	Ручной запуск программ. Предоставление доступа к отчетным и иным документам в визуальной, печатной и электронной форме		
Ведение журналов событий	Ведение журнала событий ИИК	По факту события	Децентрализованная функция
	Ведение журнала событий УСПД	По факту события	Централизованная функция
Контроль достоверности измерений	Возможные методы контроля: - анализ пропуска данных; - анализ журнала событий ИИК; - статистический анализ данных; - сравнение с плановыми значениями.	В ручном режиме по инициативе ответственного персонала АИИС – 1 сутки	Централизованная функция
Формирование архивов	Формирование архива измеренных величин, с	30 минут	Децентрализованная функция

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

информации	указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив ИИК		ая функция
	Формирование архива измеренных величин, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив УСПД	30 минут	Централизованная функция
	Формирование архива технической и служебной информации в ИИК	По факту события	Децентрализованная функция
	Формирование архива технической и служебной информации в УСПД	По факту события	Централизованная функция
	Формирование НСИ		Централизованная функция
Организация доступа к информации АИИС	Организация доступа к информации АИИС КУЭ	По запросу	Централизованная функция
	Организация доступа внешних систем к технической и служебной информации	По запросу	Централизованная функция
Синхронизация времени в АИИС	Синхронизация времени по каждому ИИК	Синхронизация – одни сутки, контроль – при каждом обращении	Децентрализованная функция
	Синхронизация времени в ИВКЭ, осуществляющаяся в автоматическом режиме, включающая в себя измерение времени, поддержание времени и синхронизацию времени	По мере ухода времени на 5 с	Централизованная функция
Контроль функционирования АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС и ее компонентов	Контроль работоспособности программно-технических средств УСПД	Одни сутки	Централизованная функция
	Контроль работоспособности программно-технических средств ИИК	Одни сутки	Децентрализованная функция

3

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ	Лист
						6

Характеристика функциональной структуры

АИИС КУЭ представляет собой единую совокупность взаимодействующих автоматизированных функциональных подсистем, в которой функционирование каждой подсистемы зависит от результатов функционирования другой.

В состав АИИС КУЭ включены функциональные подсистемы:

- 1) сбора результатов измерения для целей учета электроэнергии;
- 2) контроля достоверности результатов измерений;
- 3) мониторинга состояния системы учета;
- 4) ведения классификаторов и нормативно-справочной информации;
- 5) передачи информации.

3.1 Функциональная подсистема сбора результатов измерений для целей учета

Источниками данных для целей учета являются результаты измерений, полученные аттестованными средствами измерений в составе АИИС КУЭ.

ИБК АИИС КУЭ осуществляет автоматический опрос значений результатов измерений, хранящихся в базе данных УСПД, ведёт статистику по связи и протокол событий в системе.

УСПД осуществляет автоматический опрос значений результатов измерений ИИК, ведёт статистику по связи и протокол событий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ					Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

В результате сбора информации о составе, структуре объекта измерений проводится анализ, структуризация информации, формирование баз данных объектов измерений и средств измерений. На основе анализа собранных данных определяются интегральные показатели измеренных параметров посредством обработки полученных измеренных данных.

Любая поступающая в АИИС КУЭ измерительная информация вводится в систему однократно.

3.2 Функциональная подсистема контроля достоверности результатов измерений

Процедура контроля достоверности результатов измерений реализована проведением организационных мероприятий ответственным персоналом АИИС КУЭ.

Контроль полноты данных, полученных в результате измерений, заключается в проверке соответствия состава точек измерений, точек учета, точек поставки и групп точек поставки, определенных «Актом (паспортом) соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ» с составом точек измерений, точек учета, точек поставки и групп точек поставки по которым получены результаты измерений и выявления явных отклонений результатов измерений от нормальных режимов работы с учетом:

- а) технических пределов;
- б) режимных ограничений.

Контроль качества данных, полученных в результате измерений, заключается в проверке их достоверности на основе:

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист 8
	Инв. № дубл.				
	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <p>Инв. № подл.</p> <p>Лист</p> <p>№ докум.</p> <p>Подп.</p> <p>Дата</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ</p> </div> </div>					

1) Избыточности результатов измерений, как по составу точек измерений по сравнению с точками учета и точками поставки, так и по интервалам времени, включая:

а) расчет балансов по отдельным элементам электрических сетей и зонам учета и сравнение их с допустимым небалансом;

б) сравнение суммы за месяц часовых значений перетоков электроэнергии со значениями перетока за месяц.

2) Сравнения с другими видами информации (например: данными, полученными от систем телемеханики и др.).

3) Статистических методов.

Для проверки результатов измерений за получасовые и часовые интервалы времени проводится их сравнение с дополнительно получаемыми результатами измерений за другие временные интервалы. Такие проверки производятся для всего объема результатов измерений.

Статистические методы контроля достоверности результатов измерений должны быть основаны на накопленных за определенный период времени результатах измерений.

3.3 Функциональная подсистема мониторинга состояния системы

Мониторинг состояния системы АИИС КУЭ предназначен для информационного обеспечения управления процессами функционирования системы учета и включает в себя предоставление информации о состоянии системы учета (контроль функционирования ИВКЭ, ИИК и СОЕВ);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ

Лист
9

3.4 Функциональная подсистема ведения классификаторов и нормативно-справочной информации

Ведение классификаторов и нормативно-справочной информации решает задачи ввода, просмотра, редактирования, хранения и архивирования классификаторов и нормативно-справочной информации используемых при функционировании АИИС КУЭ.

3.5 Функциональная подсистема передачи информации

Потребителями информации АИИС КУЭ являются:

- 1) филиал ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»;
- 2) Автоматизированные системы внешних организаций.

Передача результатов измерений от АИИС КУЭ осуществляется в виде структурированного дискретного потока данных в информационные системы

Обмен результатами измерений с ИВК филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» осуществляется путем опроса УСПД по основному и резервному каналам связи.

Вся выходная информация одного и того же смыслового содержания формируется в АИИС КУЭ однократно, независимо от числа адресатов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ					Лист
										10

4 Перечень используемых сокращений и обозначений

АИИС	- Автоматизированная измерительно-информационная
КУЭ	система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	- Автоматизированная система управления
АРМ	- Автоматизированное рабочее место
ИАСУ	- Интегрированная автоматизированная система
КУ	управления коммерческим учетом
ИВК	- Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	- Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	- Измерительно-информационный комплекс
ИИС	- Информационно-измерительная система
ЛВС	- Локальная вычислительная сеть
ОАО «АТС»	- Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы»
НСД	- Несанкционированный доступ
ОРЭ	- Оптовый рынок электроэнергии
ПО	- Программное обеспечение
ПУЭ	- Правила устройства электроустановок
РД	- Руководящий документ
РДУ	- Региональное диспетчерское управление
СОЕВ	- Система обеспечения единого времени

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПЗ

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	2
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	3
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
2 СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	4
2.1 Измерительно-информационный комплекс (ИИК)	5
2.2 Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)	11
2.3 Система обеспечения единого времени.....	13
3 СРЕДСТВА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ.....	14
4 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРИЕМА-ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ.....	14
5 ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ.....	14
6 НОРМЫ И МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДСТВ АИИС.....	15

[illegible]

Нормативные документы

1. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования».

2. ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».

3. ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

4. РД 50-36.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9</div>					Лист
										2
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Перечень используемых сокращений и обозначений

АИИС КУЭ	-	Автоматизированная измерительно-информационная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	-	Автоматизированная система управления
АРМ	-	Автоматизированное рабочее место
БД	-	База данных
ИАСУ КУ	-	Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом
ИВК	-	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	-	Измерительно-информационный комплекс
ИИС	-	Информационно-измерительная система
ЛВС	-	Локальная вычислительная сеть
ОАО «АТС»	-	Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы»
КО	-	Коммерческий оператор - открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (ОАО «АТС»)
НСД	-	Несанкционированный доступ
ОРЭ	-	Оптовый рынок электроэнергии
ПО	-	Программное обеспечение
ПУЭ	-	Правила устройства электроустановок
РД	-	Руководящий документ
РДУ	-	Региональное диспетчерское управление
СОЕВ	-	Система обеспечения единого времени
СУБД	-	Система управления базами данных
ТЗ	-	Техническое задание
УСПД	-	Устройство сбора и передачи данных
ЦСОИ	-	Центр сбора и обработки информации
ЭВМ	-	Электронная вычислительная машина
ЭЦП	-	Электронная цифровая подпись

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1 Общие положения

Основанием для разработки системы являются:

- Техническое задание на выполнение проектных работ АИИСКУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС;

Проект выполнен в соответствии с требованиями следующих основных документов:

1) Комплекса стандартов на автоматизированные системы ГОСТ 34.XXX;

2) «АИИС КУЭ. Технические требования», Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

2 Структура комплекса технических средств

Автоматизированная информационно-измерительная система состоит из следующих уровней:

1) ИИК - функционально объединенная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых физических величинах, измерительно-информационный комплекс точки измерений выполняет законченную функцию измерений и имеет нормированные метрологические характеристики;

В состав ИИК входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

2) ИВКЭ - функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в данной автоматизированной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах времени;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9					Лист
										4
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

В состав ИВКЭ входят:

- УСПД, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

3) СОЕВ - функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в данной автоматизированной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах времени.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5,0 с/сут. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ АИИС КУЭ привязана к единому календарному времени.

2.1 Измерительно-информационный комплекс (ИИК)

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) состоит из измерительных трансформаторов тока и напряжения, измерительных цепей и многофункциональных электронных счетчиков электроэнергии. В качестве счетчиков электрической энергии в проекте применены многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М производства ОАО «Нижегородское НПО им. М.В. Фрунзе».

2.1.1 Назначение и область применения СЭТ-4ТМ.03М

Счетчики предназначены для многотарифного коммерческого или технического учета активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной электроэнергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики электроэнергии могут применяться на предприятиях промышленности и в энергосистемах, осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоков.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9				
				Лист
				5

Счетчики электроэнергии имеют несколько модификаций, отличающихся классом точности, номинальным напряжением, числом интерфейсов и наличием резервного блока питания.

Электросчетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), диспетчерского управления (АСДУ).

НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Соответствие ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ 26035-83, ИЛГШ.411152.145 ТУ, сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ74.В15063, сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.34.011.A №30225.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Цифровая обработка сигналов.

Резервный блок питания от источника переменного тока напряжением 220 В.

Три независимых равноприоритетных интерфейса связи: два интерфейса RS-485 и оптопорт.

Четыре гальванически развязанных конфигурируемых импульсных выходы.

Энергонезависимая память.

Встроенные часы реального времени

ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена

Возможность трансформаторного включения по току и трансформаторного или непосредственного включения по напряжению.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Счетчики ведут высокоточный многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной электроэнергии в восьми тарифных зонах, по восьми типам дней в двенадцати сезонах:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9

Лист
6

- всего от сброса показаний;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года;
- за текущий и каждый из 11 предыдущих месяцев;
- на начало текущего и каждого из 11 предыдущих месяцев;
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 дней.

Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала. Тарификатор электросчетчика использует расписание праздничных дней и список перенесенных дней. Счетчики электроэнергии формируют два независимых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления. Глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет 3,7 месяца.

Счетчики электроэнергии могут использоваться как регистраторы утренних и вечерних максимумов мощности с использованием двенадцати сезонного расписания.

Счетчики электроэнергии измеряют мгновенные значения физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители:

- активной, реактивной и полной мощности;
- фазных и межфазных напряжений, напряжения прямой последовательности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата											
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9</div> <div>Лист 7</div>
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата											

- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям.

Счетчики электроэнергии могут использоваться как измерители показателей качества электричества согласно ГОСТ 13109-97 по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети. Счетчики позволяют формировать сигналы индикации превышения программируемого порога мощности на четырех конфигурируемых испытательных выходах.

Электросчетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электричества, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Счетчики электроэнергии обеспечивают возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания множества параметров и данных через интерфейсы связи RS-485 или оптический порт (перечень параметров и данных в описании типа).

Счетчики электроэнергии имеют индикатор для отображения данных учета и измерений.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Номинальное напряжение, В	3х57,7/100, 3х(120-230)/(208-400)

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист 8
	Взам. инв. №				
	Инв. № дубл.				
	Подп. и дата				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Номинальная (максимальная) сила тока, А	от 1 до 5 (10)
Ток чувствительности, мА	1
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Рабочий диапазон частоты сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении:	
активной электроэнергии	0,2S или 0,5S
реактивной электроэнергии	0,5 или 1
Пределы допускаемой основной погрешности измерения, %:	
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений)	$\pm 0,4$ % в диапазоне от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном}
тока	
частоты	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, не более, Вт (ВА)	
U _{ном} 57,7 В	0,8 (1,5)
U _{ном} (120-230) В	1,3 (3,0)
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1
Число индицируемых разрядов жидкокристаллического индикатора	8
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше	$\pm 0,5$ с/сутки
Изменение точности хода в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки:	
во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60°C, менее	$\pm 0,1$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

В выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 60 °С, менее	±0,15
В выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до минус 10 °С, менее	±0,22
Передаточное число, имп/(кВт.ч), имп/(квар.ч):	
в основном режиме (А)	5000 при Uном 57,7 В 1250 при Uном (120-230) В
в поверочном режиме (В)	160000 при Uном 57,7 В 40000 при Uном (120-230) В
в поверочном режиме (С)	2560000 при Uном 57,7 В 640000 при Uном (120-230) В
Скорость обмена информацией, бит/с:	
по оптическому порту	9600;
по интерфейсам RS-485	38400, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600
Защита информации	два уровня доступа, аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная
Рабочие условия эксплуатации электросчетчика:	
температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +60
относительная влажность, %	90 % при 30 °С;
давление, кПа (мм. рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Средняя наработка счетчика электроэнергии до отказа, ч	140000
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	12
Масса электросчетчика, кг	1,75
Габаритные размеры счетчика	330x170x80,2

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9	Лист
						10

2.2 Информационно-вычислительный комплекс электро-установки (ИВКЭ)

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки состоит из устройства сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающего интерфейс доступа к ИИК и технических средств приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

2.2.1 Устройство сбора и передачи данных (УСПД)

В качестве устройства сбора и передачи данных используется УСПД RTU-325L производства ООО "Эльстер Метроника".

2.2.1.1 Назначение УСПД

Устройство сбора и передачи данных предназначено для использования в составе АИИС КУЭ в качестве специализированного промышленного контроллера информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ).

УСПД решает следующие задачи:

- автоматического сбора по каналу RS-485 и хранения информации по учету электроэнергии и мощности от информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ) электроэнергии;
- обеспечения интерфейса доступа к УСПД по каналам GSM, RS-232 или интерфейсу «Ethernet», с целью передачи данных от УСПД к серверу.

2.2.1.2 Основные функции УСПД

- Конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения:
 - параметры каналов сбора информации и взаимодействия с внешними устройствами;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

- параметры обмена информацией между УСПД и ИВК;
 - ввод даты зимнего и летнего времени;
 - текущая дата и время;
 - расчетные коэффициенты измерительных каналов;
 - логические номера точек учета и паспортные данные счетчиков электрической энергии;
 - параметры настройки, расчетные соотношения и константы, определяемые индивидуальными особенностями объекта заказчика.
- Автоматический, регламентный сбор результатов измерений для коммерческого учета, технической и служебной информации со всех ИИК ТУ, обслуживаемых данным УСПД, с заданным циклом обращения к счетчикам;
 - Считывание накопленной и хранимой в счетчиках информации об электроэнергии и мощности для восстановления потерянной информации в результате обрыва линии связи или проведения ремонтных работ;
 - Определение текущего системного времени и календаря, учет зимнего и летнего времени, длительности расчетного периода с помощью энергонезависимых часов;
 - Автоматическая коррекция системного времени в УСПД и в счетчиках по сигналам точного астрономического времени, передаваемого от встроенного в ИВКЭ УССВ;
 - Контроль часов реального времени счетчиков и системного времени УСПД;
 - Регистрация событий, сопровождающих сбор, обработку и предоставление данных;
 - Обработка информации, принятой от счетчиков, в соответствии с заданными алгоритмами обработки и параметрами конфигурации УСПД;
 - Преобразование форматов баз данных счетчиков различных типов в единый формат базы данных УСПД;
 - Расчет показателей электрической энергии, приведенных к первичной стороне, на основе данных, измеряемых счетчиками, и расчетных коэффициентов измерительных каналов;
 - Ведение журналов событий в УСПД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9

Лист
12

- Контроль, диагностика и тестирование работы технических средств и программного обеспечения с заданной периодичностью для обнаружения и локализации неисправностей в технических средствах в автономном режиме и в процессе функционирования УСПД с возможностью отображения состояния технических средств;
- Ведение нормативно-справочной информации (НСИ);
- Хранение результатов измерений для коммерческого учета, коммерческой, технической, служебной информации и НСИ;
- Обеспечение защиты оборудования, ПО и данных от несанкционированного воздействия, обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- Предоставление аппаратного и программного интерфейса для обмена данными между УСПД и ИВК;
- Прием и обработка информации от других датчиков и измерительных преобразователей, оборудованных унифицированным токовым выходом или интерфейсом RS-485;

2.3 Система обеспечения единого времени.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сут. Для обеспечения единства измерений на ОПЭ используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД и др.), и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени (обязательно при новом строительстве энергообъектов). В составе СОЕВ используется модуль GPS (Global Positioning System), который обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию УСПД по системе GPS.

Рассинхронизация модуля GPS при наличии связи со спутником составляет не более 100 мс.

Для поддержания точного времени в системе, УСПД выполняет автоматическую коррекцию собственных системных часов по эталону времени (функции которого выполняет GPS приемник). В счётчиках

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9</div>					Лист
										13
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

синхронизация времени осуществляется с временем системных часов УСПД во время сеанса связи с ним.

3 Средства вычислительной техники

Выбор средств вычислительной техники произведен исходя из требований программного обеспечения, в АИИС КУЭ применяются персональные ЭВМ типа IBM PC, предназначенные для работы в качестве рабочих станций и серверов.

АРМ должен иметь сетевой доступ к серверу АИИС КУЭ.

4 Технические средства приема-передачи данных

Технические средства организации каналов связи между ИВКЭ и ИВК предусматриваются в отдельном разделе проекта на связь ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

5 Источники питания

5.1 Источник бесперебойного питания APC 1000VA SMT1000RMI2U

Источник бесперебойного питания APC 1000VA SMT1000RMI2U предназначен для защиты критически важных данных, обеспечивая надежное электропитание сетевого качества. APC 1000VA SMT1000RMI2U обладает длительным временем автономной работы и синусоидальной формой выходного напряжения при работе в автономном режиме. Входящее в комплект поставки управляющее программное обеспечение PowerChute предоставляет в распоряжение системных администраторов удобные функции безопасного завершения работы систем и расширенного управления ИБП.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Основные технические характеристики APC 1000VA SMT1000RMI2U

Выходная мощность, ВА	1000
Выходная мощность, Ватт	700
Выходы с батарейной поддержкой, гнезд	4
Тип выходного соединения	(4) IEC 320 C13 (230V)
Тип входного соединения	IEC 320 C14 (230V)
Интерфейс	USB, RS-232, SmartSlot
Исполнение	Rackmount
Время работы под полной нагрузкой (чч:мм)	0:09
Время работы под половинной нагрузкой (чч:мм)	0:32

6 Нормы и меры безопасности средств АИИС

Все внешние элементы технических средств АИИС, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны быть заземлены в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» РД 153-34.0-03.150-00 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), 6-е изд., 1998 г., отдельные главы изд. 7 (2001-2002 гг.).

Требования по безопасности средств вычислительной техники должны соответствовать ГОСТ 25861-83.

Технические средства АИИС должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Все работы по монтажу системы и наладке оборудования должны проводится персоналом, аттестованным на право проведения соответствующих работ в электроустановках.

Все оборудование АИИС устанавливается в помещениях. Составные части АИИС располагаются в шкафах и панелях.

На уровне ИИК и ИВКЭ для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9</p>					Лист
										15
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;
- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;
- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485;
- пломбирование корпуса УСПД при его поверке;
- пломбирование клеммных сборок УСПД после выполнения монтажных работ;
- программная защита в УСПД в виде системы паролей, запрещающая изменение настроек конфигурации УСПД;
- ведение внутреннего журнала событий УСПД с регистрацией всех событий с изменением настроечных параметров УСПД.

В составе АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П9</div>					Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

Описание метрологического обеспечения

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1

Содержание

Содержание	1
1 Нормативные документы	2
2 Перечень точек измерения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.....	5
3 Расчет нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	5
3.1 Общие положения	5
3.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока АИИС КУЭ 6	
3.3 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения АИИС КУЭ	11
3.4 Проверка загруженности вторичных цепей ТН.....	12
4 Определение метрологических характеристик измерительных каналов.....	14
4.1 Основные положения.....	14
4.2 Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала	16
4.3 Определение погрешности трансформаторов тока	17
4.4 Определение погрешности трансформаторов напряжения	18
4.5 Определение погрешности трансформаторной схемы включения счетчика.....	19
4.6 Определение основной погрешности счетчика	20
4.7 Определение дополнительных погрешностей счетчика	20
4.8 Определение погрешности измерения времени.....	23
4.9 Определение методической погрешности ИК при измерении электроэнергии	25
4.10 Определение средневзвешенной погрешности ИК при измерении электроэнергии	25
5 Расчет значений метрологических характеристик измерительных каналов	26
6 Проверка загруженности присоединений	28
7 Сводный перечень средств измерений измерительных каналов	28

Подп. и дата		4.4 Определение погрешности трансформаторов напряжения 18
Инв. № дубл.		4.5 Определение погрешности трансформаторной схемы включения счетчика..... 19
Взаим. инд. №		4.6 Определение основной погрешности счетчика 20
Подп. и дата		4.7 Определение дополнительных погрешностей счетчика 20
		4.8 Определение погрешности измерения времени..... 23
		4.9 Определение методической погрешности ИК при измерении электроэнергии 25
		4.10 Определение средневзвешенной погрешности ИК при измерении электроэнергии 25
		5 Расчет значений метрологических характеристик измерительных каналов 26
		6 Проверка загруженности присоединений 28
		7 Сводный перечень средств измерений измерительных каналов 28

					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
Разраб.		Хромов		16.01.12	АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Описание метрологического обеспечения
Пров.		Сахнов		16.01.12	
Утв.		Сахнов		16.01.12	

Лит.	Лист	Листов
	1	30

ЗАО «Электросеть»

1 Нормативные документы

1 Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования».

2 ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».

3 ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

4 РД 50-34.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

5 РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении».

6 РД 153-34.0-11.209 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

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

8 ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

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

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

11 ГОСТ Р 52323-05 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S)».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
										2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

12 ГОСТ Р 10434-82 «Соединения контактные электрические.
Классификация. Общие технические требования».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата		ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
							3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

В настоящем документе приняты следующие обозначения и сокращения:

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.

ИВК – Информационно-вычислительный комплекс.

ИВКЭ – Информационно-вычислительный комплекс электроустановки.

ИИК – Информационно-измерительный комплекс.

ОАО «АТС» - открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы».

ОРЭ – Оптовый рынок электроэнергии.

РДУ – Региональное диспетчерское управление.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

2 Перечень точек измерения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС

Раздел метрологическое обеспечение разрабатывается для точек измерения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС. Перечень точек приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Перечень точек измерения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС

№ п/п	Подстанция	Наименование точки учета
1	ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 1
2	ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 2
3	ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	0,4кВ СН1
4	ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	0,4кВ СН2

3 Расчет нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС

3.1 Общие положения

Исходным материалом для расчета погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС (далее АИИС КУЭ) являются:

- данные об измерительных комплексах проекта (тип трансформаторов тока и напряжения, схема включения измерительных обмоток трансформаторов тока и напряжения, схема включения счетчиков в измерительные цепи, тип кабеля, длина кабельной линии, сечение жил кабеля);

- значения номинальной потребляемой мощности последовательными и параллельными цепями счетчиков и других включенных в цепи приборов;

- вспомогательная документация (паспорта и соответствующие стандарты (ГОСТы) на средства измерения).

Изн.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
						5

Для обеспечения работы трансформаторов тока и напряжения в соответствии с номинальным классом точности необходимо, чтобы нагрузки на вторичных обмотках находились в диапазоне от 25% до 100% от номинальных значений.

3.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока АИИС КУЭ

В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС используются трансформаторы тока типа ТОГ-110II. Для нужд учета электрической энергии задействуются измерительные обмотки трансформаторов. К измерительным обмоткам АИИС КУЭ подключаются вновь устанавливаемые счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М. В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС измерительные обмотки трансформаторов тока соединены по схеме звезда. Нагрузки измерительных обмоток трансформаторов тока симметричны.

Для данной схемы включения коэффициент $k_{сх}=1$, поэтому в расчетах его опускаем.

Данные о приборах, включенных во вторичные цепи ТТ АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС приводятся в таблице 3.1. Общая нагрузка приборов на фазу приводится в графе 7 таблицы 3. Поскольку по токовым цепям счетчика приводится только полная нагрузка без указания коэффициента мощности, то в расчетах принимаем ее полностью активной, без реактивной составляющей.

Общее сопротивление одной фазы вторичных цепей ТТ:

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (3.1)$$

где

$r_{\text{пров}}$ — сопротивление жил кабеля;

$r_{\text{конт}}$ — сопротивление контактов токовой цепи;

$Z_{\text{приб}}$ — нагрузка приборов данной токовой цепи;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						6	

С номинальная нагрузка вторичных цепей ТТ ($Z_{2ном}$) должна удовлетворять условию:

$$Z_{2ном} \geq Z_{приб} + (r_{пров} + r_{конт}), \quad (3.2)$$

Номинальная вторичная нагрузка измерительной обмотки трансформаторов тока ТОГ-110II составляет 10 В·А или 0,4 Ом ($Z_{2ном}$) при номинальном вторичном токе 5 А.

Сопротивление токовой цепи счетчика СЭТ-4ТМ.03М составляет 0,004 Ом при номинальном токе 5 А.

Таким образом получаем $Z_{приб} = 0,004$ Ом.

Сопротивление одного контакта в расчетах принимается равным 0,01 Ом. В цепях измерительных обмоток трансформаторов тока 6 контактов, таким образом, сопротивление контактов составит 0,06 Ом.

Сопротивление проводов $r_{пров}$ определяется следующим образом:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \ell_{пров}}{q}, \quad (3.3)$$

где

ρ - удельное сопротивление материала проводника. Для меди $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м,

q – сечение жилы кабеля, мм²,

$\ell_{пров}$ - длина кабеля, м.

Проверка загруженности вторичных цепей ТТ при существующем кабеле длиной 50 м и сечением 4 мм² по условию (3.2):

$$Z_{2ном} \geq Z_{приб} + r_{пров} + r_{конт},$$

$$Z_{2ном} \geq 0,004 + \left(\frac{0,0175 \cdot 50}{4} + 0,06 \right),$$

$$Z_{2ном} \geq 0,28.$$

Вывод: загруженность вторичных цепей ТТ в пределах допустимой.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
										7
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Нахождение минимального допустимого сечения жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора. Из условия (3.2) получаем:

$$r_{\text{пров. доп.}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб.}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,004 - 0,06 = 0,336 \text{ Ом,}$$

Из уравнения (3.3):

$$q_{\text{мин}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{пров}}}{r_{\text{пров. доп}}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,336} = 2,6 \text{ мм}^2.$$

Вывод: сечение существующего кабеля удовлетворяет расчетному значению.

Данные расчетов нагрузки трансформаторов тока соответствия ТТ ОРЭ приведены в таблице 3.2.

Соединения контактов цепей тока необходимо выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 10434-2003.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
</							

**Таблица 3.1 - Данные о приборах, включенных во вторичные цепи
ТТ АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС**

№ п/п	Наименование точки учета	Фаза	Прибор 1			Суммарна я нагрузка, Ом/фаза
			Тип	Марка	Нагрузка Ом/фаза	
1	2	3	4	5	6	7
1	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 1	А	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		В	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		С	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
2	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 2	А	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		В	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		С	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
3	0,4кВ СН 1	А	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		В	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		С	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
4	0,4кВ СН 2	А	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		В	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004
		С	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	0,004	0,004

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата

Таблица 3.2 - Данные расчетов нагрузки трансформаторов тока АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

№	Точка учета	ТТ			Проводка токовых цепей				Общая нагрузка, Ом/фаза	Вывод.
		Фаза	Марка	Допустимая нагрузка вторичных цепей, Ом	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивл. л. контактов, Ом		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 1	А	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимой. Сечение кабеля соответствует необходимому по расчету.
		В	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	
		С	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	
2	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 2	А	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	
		В	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	
		С	ТОГ-110II	0,4	КВВГнг-LS	50	4	0,06	0,28	
3	0,4кВ СН 1	А	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	
		В	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	
		С	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	
4	0,4кВ СН 2	А	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	
		В	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	
		С	ТОП-0,66	0,2	-	-	-	-	0,004	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

3.3 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения АИИС КУЭ

В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС установлены трансформаторы напряжения типа TVG-123/Y1/110кВ. Для нужд учета электрической энергии задействуются измерительные обмотки трансформаторов. К измерительным обмоткам подключаются счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, установленные в ОПУ в шкафу учета. При выводе из эксплуатации одного трансформатора напряжения нагрузка переключается на трансформатор напряжения, находящийся в работе. К одному трансформатору напряжения может быть подключено 2 счетчика СЭТ-4ТМ.03М. Подключение счетчиков производится отдельными кабелями от шкафов зажимов трансформаторов напряжения, установленных на ОРУ 110 кВ, через клеммные сборки и испытательные коробки, установленные в ОПУ в шкафу учета.

На всех рассчитываемых присоединениях измерительные обмотки трансформаторов напряжения соединены по схеме звезда. Нагрузки измерительных обмоток трансформаторов напряжения симметричны.

Для данной схемы включения коэффициент $k_{сх}=1$, поэтому в расчетах его опускаем. Номинальная нагрузка обмотки трансформаторов напряжения TVG-123 составляет 10 ВА на фазу для класса точности 0,5. Потребляемая мощность каждой параллельной цепью счетчика СЭТ-4ТМ.03М составляет 1 ВА.

Учитывая номинальное фазное напряжение $U_{ном.ф}=57,7$ В, получаем активное сопротивление цепи напряжения счетчиков $Z_{сч}=3330$ Ом.

Сопротивление одного контакта в расчетах принимается равным 0,01 Ом. В цепях измерительных обмоток трансформаторов напряжения 10 контактов, таким образом, сопротивление контактов составит 0,1 Ом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						11

Активное сопротивление одной фазы вторичных цепей ТН:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

где

 $R_{\text{пров}}$ –сопротивление жил кабеля, $R_{\text{конт}}$ –сопротивление контактов цепи напряжения,

$R_{\text{приб}}$ –сопротивление приборов данной цепи напряжения с учетом
мы включения.

Падение напряжения в проводах от ТН до счетчика не должно превышать 0.25%.

$$\Delta U = \frac{(R_{\text{конт}} + R_{\text{каб}})}{R_{\text{конт}} + R_{\text{каб}} + R_{\text{проб}}} \cdot 100\% , \quad (3.4)$$

Для пяти счетчиков, подключенного к ТН отдельным кабелем длиной 50 м, сечением жил 4 мм² с учетом формулы (3.3), получаем:

$$\Delta U = \frac{\left(0,1 + \frac{0,0175 \cdot 50}{4}\right)}{0,1 + \frac{0,0175 \cdot 50}{4} + \frac{3330}{2}} \cdot 100\% = 0,02\%,$$

т.е. падение напряжения в пределах допустимого.

Соединения контактов цепей напряжения необходимо выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 10434-2003.

3.4 Проверка загруженности вторичных цепей ТН

Для обеспечения работы трансформаторов напряжения в номинальном классе точности, необходимо, чтобы нагрузка вторичных обмоток находилась в диапазоне номинальных значений.

Данные расчетов вторичных цепей трансформаторов напряжения АИИС КУЭ приведены в таблице 3.6.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	
					<div style="text-align: center; margin-bottom: 20px;"> $0,1 + \frac{0,0175 \cdot 50}{4} + \frac{3330}{2}$ </div> <p>т.е. падение напряжения в пределах допустимого.</p> <p>Соединения контактов цепей напряжения необходимо выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 10434-2003.</p> <p style="margin-top: 40px;">3.4 Проверка загруженности вторичных цепей ТН</p> <p>Для обеспечения работы трансформаторов напряжения в номинальном классе точности, необходимо, чтобы нагрузка вторичных обмоток находилась в диапазоне номинальных значений.</p> <p>Данные расчетов вторичных цепей трансформаторов напряжения АИИС КУЭ приведены в таблице 3.6.</p>
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<div style="font-size: 24px; font-weight: bold; margin-bottom: 10px;">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; font-size: 12px;"> Лист 12 </div>

Таблица 3.6 - Данные расчетов вторичных цепей трансформаторов напряжения АИИС КУЭ

Точка учета	ТН				Проводка цепей напряжения					Общая нагрузка цепей напряжения АИИС КУЭ, ВА/фаза	Общая нагрузка ТН, ВА/фаза	Падение напряжения в проводке, %	Вывод
	Место установки	Фаза	Марка	Допустимая нагрузка вторичных цепей, ВА/фаза	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивл. контактов, Ом	Общее сопротивление, Ом				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	11	12	13	14
КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 1	ОРУ 110 кВ	A	TVG-123	10	КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимой. Сечение кабеля соответствует необходимому по расчету. Падение напряжения в проводах в пределах допустимого.
		B			КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	
		C			КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	
КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 2	ОРУ 110 кВ	A	TVG-123	10	КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	
		B			КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	
		C			КВВГнг-LS	50	4	0,1	0,32	2	2	0,02	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата

4 Определение метрологических характеристик измерительных каналов

4.1 Основные положения

Исходным материалом для расчета погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ являются данные из паспортов-протоколов измерительного комплекса (тип, класс точности и коэффициенты трансформации для измерительных трансформаторов тока и напряжения, тип, класс точности и число импульсов датчика на единицу электроэнергии для электросчетчиков и др.). Вспомогательной документацией являются паспорта и соответствующие стандарты (ГОСТы) на средства измерения.

Метрологически контролируемые параметрами являются измерения получасовых приращений электроэнергии и мощности по точкам измерения.

Определение границы доверительных интервалов относительной погрешности измерительного канала при предельных отклонениях влияющих факторов произведен на основании РД 153-34.0-11.209 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

В соответствии с требованиями ОАО «АТС», нормы относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 – 20% включительно) не хуже 2,9%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7 %.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
											14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

- При расчёте суммарной погрешности учитываются следующие составляющие:

- | | | | | | | |
|------|------|----------|-------|------|------------------------|------|
| | | | | | ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1 | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата | | 15 |

4.2 Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала

В соответствии с РД 153-34.0-11.209 предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерений электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{ик}(m) = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2(m) + \delta_U^2 + \delta_Q^2(m) + \delta_L^2 + \delta_{эсч}^2(m) + \delta_{ус}^2 + \delta_{эсчд}^2}, \quad (4.1)$$

где

$\delta_{эсчд}$ - предел допускаемой относительной дополнительной погрешности счетчика при измерении электроэнергии в рабочих условиях.

$$\delta_{эсчд}^2 = \sum_{j=1}^l \delta_{сж}^2; \quad (4.2)$$

$\delta_J(m)$, - предел допускаемой основной относительной погрешности измерения тока ТТ при нагрузке m, %;

$\delta_U(m)$ - предел допускаемой основной относительной погрешности измерения напряжения ТН при нагрузке m, %;

$\delta_{эсч}(m)$ - пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика при нагрузке m, %;

$\delta_{\Theta}(m)$ - пределы допускаемой основной относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН при нагрузке m, %;

δ_L - предел допускаемой основной относительной погрешности из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;

$\delta_{ус}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала, вносимой использованием

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div><div>$\delta_U(m)$</div><div>- предел допускаемой основной относительной погрешности измерения напряжения ТН при нагрузке m, %;</div></div> <div><div>$\delta_{эсч}(m)$</div><div>- пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика при нагрузке m, %;</div></div> <div><div>$\delta_{\Theta}(m)$</div><div>- пределы допускаемой основной относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН при нагрузке m, %;</div></div> <div><div>$\delta_{л}$</div><div>- предел допускаемой основной относительной погрешности из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;</div></div> <div><div>δ_{yc}</div><div>- предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала, вносимой использованием</div></div>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
						16

УСПД, при измерении электроэнергии

δ_{Cj} - предел допускаемой относительной дополнительной погрешности счетчика, вносимая отклонением j-й величины от нормального значения.

m - значение нагрузки в процентах от номинальной. Определяется по усредненному значению мощности за рассчитываемый 30-минутный интервал.

Погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности определяется для тока, находящегося в диапазоне от 5% (т.к. у используемых трансформаторов тока погрешность нормируется с 5% нагрузки), до максимально допустимого - 120% от номинального тока электросчетчика (номинальные токи измерительных трансформаторов и присоединенных к ним счетчиков совпадают). Под максимально допустимым током понимается крайняя точка диапазона, для которой нормируется погрешность счетчика и трансформатора тока.

4.3 Определение погрешности трансформаторов тока

На точках измерения АИИС КУЭ установлены трансформаторы тока класса точности 0,2s. Согласно ГОСТ 7746-2001 трансформаторы тока в рабочих условиях применения в установившемся режиме имеют погрешности, приведенные в нижеследующей таблице 4.1 (для вторичных нагрузок ТТ от 25 до 100% от номинальной мощности и $\cos\varphi \geq 0,8$ инд.).

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взаим. инд. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата	

нормируется погрешность счетчика и трансформатора тока.

4.3 Определение погрешности трансформаторов тока

На точках измерения АИИС КУЭ установлены трансформаторы тока класса точности 0,2s. Согласно ГОСТ 7746-2001 трансформаторы тока в рабочих условиях применения в установившемся режиме имеют погрешности, приведенные в нижеследующей таблице 4.1 (для вторичных нагрузок ТТ от 25 до 100% от номинальной мощности и $\cos\varphi \geq 0,8$ инд.).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1

Лист
17

Таблица 4.1

Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока
согласно ГОСТ 7746-2001

Класс точности	Первичный ток, % от номинальн ого	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, % от номиналь ной
		токовой, %	угловой		
			мин	срад	
0,1	5	±0,4	±15	±0,45	25 -100
	20	±0,2	±8	±0,24	
	100 - 120	±0,1	±5	±0,15	
0,2	5	±0,75	±30	±0,9	25 - 100
	20	±0,35	±15	±0,45	
	100 - 120	±0,2	±10	±0,3	
0,2S	1	±0,75	±30	±0,9	25 - 100
	5	±0,35	±15	±0,45	
	20	±0,2	±10	±0,3	
	100	±0,2	±10	±0,3	
	120	±0,2	±10	±0,3	
0,5	5	±1,5	±90	±2,7	25 - 100
	20	±0,75	±45	±1,35	
	100 -120	±0,5	±30	±0,9	
0,5S	1	±1,5	±90	±2,7	25 - 100
	5	±0,75	±45	±1,35	
	20	±0,5	±30	±0,9	
	100	±0,5	±30	±0,9	
	120	±0,5	±30	±0,9	

4.4 Определение погрешности трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения АИИС КУЭ имеют класс точности 0,5. Согласно ГОСТ 1983-2001 трансформаторы напряжения в рабочих условиях применения имеют погрешности, приведенные в нижеследующей таблице (для вторичных нагрузок ТН от 25 до 100% от номинальной мощности).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
						18
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инва. № дубл.	Подп. и дата		

Таблица 4.2

Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов напряжения
согласно ГОСТ 1983-2001

Класс точности	Предел допустимой погрешности		
	напряжения, %	угловой	
		мин	град
0,1	±0,1	±5	±0,15
0,2	±0,2	±10	±0,3
0,5	±0,5	±20	±0,6
1	±1	±40	±1,2

4.5 Определение погрешности трансформаторной схемы включения счетчика

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика активной электроэнергии при нагрузке m вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta}(m) = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2(m) + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi}}{\cos \phi} \quad (4.3)$$

Значение коэффициента мощности $\cos \phi$ определяется по измеренному тридцатиминутному значению активной W_P и реактивной W_Q электроэнергии:

$$\cos \phi = \frac{|W_P|}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}, \quad (4.4)$$

где

$\theta_J(m)$ — угловая погрешность ТТ при нагрузке m по ГОСТ 7746-2001, мин;

θ_U — угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983-2001, мин;

$\cos \phi$ — коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взаим. инд. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4.6 Определение основной погрешности счетчика

Согласно ГОСТ Р 52323-2005 счетчики активной энергии классов точности 0,2S, 0,5S имеют пределы основной погрешности $\delta_{с.о}$ согласно таблице 4.3. Применяемые счетчики СЭТ-4ТМ.03М имеют класс точности 0,2S.

Таблица 4.3 - Пределы основной относительной погрешности счетчика активной энергии по ГОСТ 52323-2005 в зависимости от коэффициента мощности.

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для классов точности счетчиков	
		0,2S	0,5S
$0,01 I_{ном} \leq I < 0,05 I_{ном}$	1	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
$0,05 I_{ном} \leq I < I_{max}$	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
$0,02 I_{ном} \leq I < 0,1 I_{ном}$	0,5 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
	0,8 (при индуктивной нагрузке)		
$0,1 I_{ном} \leq I < I_{max}$	0,5 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$
	0,8 (при индуктивной нагрузке)		

В расчетах при определении погрешности счетчика коэффициент мощности принимаем 0,5 (при емкостной нагрузке) / 0,8 (при индуктивной нагрузке) для всех рассчитываемых присоединений. Таким образом принятый коэффициент мощности может оказаться меньше действительного на рассчитываемых присоединениях.

4.7 Определение дополнительных погрешностей счетчика

4.7.1. Общие данные

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Ив. № дубл.	Подп. и дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ Р 53323-2005 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{ct} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{cu} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{cf} , %;
- Дополнительная погрешность от электромагнитных полей δ_{ch} , %

Квадрат предела допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчика находится в соответствии с учитываемыми влияющими параметрами по формуле:

$$\delta_{эсчд}^2 = \delta_{ct}^2 + \delta_{cu}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{ch}^2 \quad (4.5)$$

Согласно ГОСТ Р 52323-2005 влияющие величины на точность измерений счетчиков активной энергии имеют пределы погрешности согласно таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Значения пределов дополнительной относительной погрешности счетчиков в зависимости от влияющих величин.

Влияющая величина	Значение тока (симметричная нагрузка)	Коэффициент мощности	Пределы изменения погрешности для счетчиков классов точности	
			0,5S	0,2S
Изменение напряжения измерительной цепи в пределах $\pm 10\%$	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	1	0,2	0,1
	$0,01 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	0,2
Изменение частоты в пределах $\pm 2\%$	$0,5 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	1	0,2	0,1
	$0,1 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,2	0,1
Внешнее магнитное поле индукции 0,5 мТл	$I_{ном}$	1	1,0	0,5

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взаим. инд. №	Ив. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1	Лист
						21

4.7.2.Дополнительная погрешность счетчика от изменения напряжения

Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимое отклонение напряжения не превышает $\pm 5\%$, а предельно допустимое отклонение напряжения не превышает $\pm 10\%$ (для времени не превышающего более 1 часа 12 минут в сутки). Для расчетов полной погрешности счетчиков допускается применять значение изменения напряжения равное $\pm 10\%$.

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика активной энергии класса точности 0,2S от изменения напряжения при $\cos\varphi \neq 1$ вычисляется по формуле:

$$\delta_{CU} = 0,02 * (|U_{\text{макс}} - U_{\text{ном}}| / U_{\text{ном}}) * 100. \quad (4.6)$$

4.7.3.Дополнительная погрешность счетчика от изменения частоты

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика активной энергии класса 0,2 S от изменения частоты δ_{Cf} в пределах 2% при $\cos\varphi \neq 1$ не превышает 0,1%.

4.7.4.Дополнительная погрешность счетчика от внешнего магнитного поля

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика активной энергии класса 0,2 S от влияния внешнего магнитного поля индукции величиной 0,5 мТл составляет 0,5%.

4.7.5.Дополнительная погрешность счетчика от изменения температуры

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1</div>					Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Согласно ГОСТ Р 52323-2005 предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика активной энергии класса 0,2S от изменения температуры δ_{Ct} при $\cos\varphi \neq 1$ равен $0,02/^\circ\text{C}$.

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии класса точности 0,2S от изменения температуры δ_{Ct} рассчитывается по формуле:

$$\delta_{Ct} = 0,02 * |t_{\text{макс}} - t_{\text{норм}}|, \% \quad (4.8)$$

для $\cos\varphi$ не равного единице.

При расчете дополнительной погрешности счетчика от изменения температуры берется максимальное отклонение предельной эксплуатационной температуры от нормальной температуры (20°C). В качестве предельной эксплуатационной температуры допускается применять:

- среднесуточную температуру самого холодного и теплого месяцев в году для данного региона при установке счетчиков в не отапливаемых помещениях или утепленных киосках;
- среднесуточную температуру самого холодного и теплого дней в году для данного региона при установке счетчиков в шкафах на открытом воздухе или распределительных устройствах наружной установки (КРУН).

В расчете погрешности счетчика от изменения температуры АИИС КУЭ принимается отклонение 20°C .

4.8 Определение погрешности измерения времени

Единое календарное время ведется во всех счетчиках ИИК точек измерения, контроллере ИВКЭ и сервере ИВК. Источник точного времени расположен на уровне ИВКЭ.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Ив. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						23	

Пределы абсолютной погрешности хода часов УСПД в рабочих условиях с использованием источника точного времени (GPS-приемника) равны $\Delta t_{\text{ц}} = \pm 0,5$ с/сут. По времени контроллера ИВКЭ корректирует время счетчиков ИИК точек измерения. Коррекция времени счетчика ИИК точек измерения проводится один раз в сутки (особенность режима коррекции времени СЭТ-4ТМ.03М) при расхождении времени, считанного со счетчика и времени контроллера ИВКЭ более чем на $\Delta t_p = 1$ с. В данной АИИС КУЭ используются счетчики СЭТ-4ТМ.03М. Счетчики имеют точность хода встроенных часов в нормальных условиях $\Delta t_{\text{с0}} = 0,5$ с/сут, изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур $dt_{\text{с01}} = 0,1$ с/°C/сут и $dt_{\text{с02}} = 0,1$ с/°C/сут соответственно. Максимальное изменение температуры в рабочих условиях эксплуатации $\Delta \Theta = 20$ °C.

В результате получаем погрешности измерения времени:

– для ИВКЭ:

$$\Delta_{\text{ИВКЭ}} = 0,2\text{с}; \quad (4.9)$$

– для счетчиков:

$$\begin{aligned} \Delta_{\text{сч}} &= 1,1 \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ц}})^2 + (\Delta t_p)^2 + (\Delta t_{\text{с0}})^2 + (dt_{\text{с0}} \cdot \Delta \Theta)^2} = \\ &= 1,1 \cdot \sqrt{(0,2)^2 + (1)^2 + (0,5)^2 + (0,1 \cdot 20)^2} = 1,66 \text{ с}; \end{aligned} \quad (4.10)$$

Предел относительной погрешности измерения мощности на текущем интервале при синхронизации времени определяется по формуле:

$$\delta_t = \frac{\Delta_T}{T} * 100\%, \quad (4.12)$$

где

T- интервал измерения, с,

Δ_T -величина синхронизации, с;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

При потере синхронизации ИИК за сутки абсолютная погрешность измерений времени счетчиком составляет $\Delta T = \pm 4.004$ с/сут, что составляет в относительных величинах соответственно:

$$\delta_t = \frac{\Delta T}{T_{сут}} * 100\% = \pm \frac{1,66}{24 \cdot 60 \cdot 60} * 100\% = 0,0019\%$$

Погрешность измерений времени в таймере счетчика пренебрежимо мала по сравнению с суммарной погрешностью измерительно-информационного канала, поэтому ее значением можно пренебречь. В расчетах учитывается погрешность измерения мощности на 30-ти минутном интервале при разовой коррекции времени в счетчике на ± 3 с.

4.9 Определение методической погрешности ИК при измерении электроэнергии

Измерительные каналы АИИС КУЭ имеют структуру, использующую УСПД и микропроцессорные счетчики. При такой структуре погрешность измерительного канала, вносимой использованием УСПД, при измерении электроэнергии отсутствует.

Таким образом составляющая δ_{yc} в формуле (1) равна нулю.

4.10 Определение средневзвешенной погрешности ИК при измерении электроэнергии

Предел средневзвешенной погрешности измерительного канала при измерении электрической энергии находится по формуле:

$$\delta_{ик\Sigma}^2 = \sqrt{\sum_{m=1}^n E(m) * \delta_{ик}(m) / E}, \quad (4.13)$$

где

$\delta_E(m)$ - предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерений электроэнергии при нагрузке m , %;

$E(m)$ - электроэнергия, учтенная на нагрузке m , кВт.ч;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

E - суммарное значение учтенной электроэнергии, кВт.ч.

n - число значений мощности графика нагрузки за расчетный период.

5 Расчет значений метрологических характеристик измерительных каналов

Результаты расчетов представлены в виде таблиц. Значение предела допускаемой основной относительной погрешности из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН для каждого присоединения взято равным максимально-допустимому 0,25% согласно ПУЭ.

Результаты расчетов значений метрологических характеристик представлены в таблице 5.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1					Лист
										26

Таблица 5.1- Расчет значений допускаемой относительной погрешности измерения электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации измерительных каналов ТТ 0.2S, ТН 0.5, Сч 0.2S

ИИК		Коэффициент мощности cosφ	Ток, % I ном.	dJ -токовая погрешность ТТ, %;	dU-погрешность напряжения ТН, %;	угловая погрешность ТТ	угловая погрешность ТН	d _Q -погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;	d _л -погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;	d _{с.о} -основная относительная погрешность счетчика, %;	dcj -дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %				dw -предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации
											Влияние изменения температуры на 20 °С	Изменение напряжения измерительной цепи в пределах ±10 %	Изменение частоты в пределах ±5%	Внешнее магнитное поле индукции 0,5 мТл	
Кл.т. ТТ=0,2S; кл.т. ТН=0,5; кл. т. Сч. 0,2S	Активная энергия	1	1	0.75	0.5	30	20	0	0.25	0.5	0.1	0.1	0.1	0.5	1.304
			5	0.35	0.5	15	20	0	0.25	0.5	0.1	0.1	0.1	0.5	1.081
			20	0.2	0.5	10	20	0	0.25	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.935
			100	0.2	0.5	10	20	0	0.25	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.935
			120	0.2	0.5	10	20	0	0.25	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.935
		0,9	2	0.65	0.5	26.25	20	0.465	0.25	0.5	0.12	0.12	0.1	0.5	1.343
			5	0.35	0.5	15	20	0.352	0.25	0.5	0.12	0.12	0.1	0.5	1.153
			20	0.2	0.5	10	20	0.315	0.25	0.3	0.12	0.12	0.1	0.5	1.003
			100	0.2	0.5	10	20	0.315	0.25	0.3	0.12	0.12	0.1	0.5	1.003
			120	0.2	0.5	10	20	0.315	0.25	0.3	0.12	0.12	0.1	0.5	1.003
		0,8	2	0.65	0.5	26.25	20	0.72	0.25	0.5	0.14	0.14	0.1	0.5	1.477
			5	0.35	0.5	15	20	0.546	0.25	0.5	0.14	0.14	0.1	0.5	1.245
			20	0.2	0.5	10	20	0.488	0.25	0.3	0.14	0.14	0.1	0.5	1.089
			100	0.2	0.5	10	20	0.488	0.25	0.3	0.14	0.14	0.1	0.5	1.089
			120	0.2	0.5	10	20	0.488	0.25	0.3	0.14	0.14	0.1	0.5	1.089
		0,7	2	0.65	0.5	26.25	20	0.98	0.25	0.5	0.16	0.16	0.1	0.5	1.652
			5	0.35	0.5	15	20	0.742	0.25	0.5	0.16	0.16	0.1	0.5	1.368
			20	0.2	0.5	10	20	0.664	0.25	0.3	0.16	0.16	0.1	0.5	1.202
			100	0.2	0.5	10	20	0.664	0.25	0.3	0.16	0.16	0.1	0.5	1.202
			120	0.2	0.5	10	20	0.664	0.25	0.3	0.16	0.16	0.1	0.5	1.202
		0,5	2	0.65	0.5	26.25	20	1.663	0.25	0.5	0.2	0.2	0.1	0.5	2.225
			5	0.35	0.5	15	20	1.26	0.25	0.5	0.2	0.2	0.1	0.5	1.778
			20	0.2	0.5	10	20	1.127	0.25	0.3	0.2	0.2	0.1	0.5	1.576
			100	0.2	0.5	10	20	1.127	0.25	0.3	0.2	0.2	0.1	0.5	1.576
			120	0.2	0.5	10	20	1.127	0.25	0.3	0.2	0.2	0.1	0.5	1.576

6 Проверка загруженности присоединений

Проверка загруженности присоединений производится по коэффициенту трансформации трансформаторов тока в зависимости от усредненных на 30 минутных интервалах значениях токов присоединений. Соответствие минимального и максимального значения тока коэффициенту трансформации трансформатора тока означает, что весь профиль нагрузки находится в пределах номинального и не выходит за эти границы.

Несоответствие означает, что часть или весь профиль нагрузки находится за пределами номинальных значений. В этом случае часть или вся энергия учитывается без регламентирования точности. В зависимости от максимального, минимального и среднего значения мощности присоединения возможны следующие мероприятия:

- установка трансформаторов тока с другими коэффициентами трансформации;
- ограничение нагрузки до номинально-допустимых значений на присоединении.

7 Сводный перечень средств измерений измерительных каналов

Сводный перечень средств измерений измерительных каналов с указанием их типов, метрологических характеристик, коэффициентов трансформации приведен в таблице 7.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П1				Лист
									28

Таблица 7.1 - Сводный перечень средств измерений измерительных каналов с указанием их типов, метрологических характеристик, коэффициентов трансформации

№	Наименование измерительного канала	Трансформаторы напряжения			Трансформаторы тока			Счетчик			Общий коэффициент трансформации и измерительного канала
		Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Тип	Класс точности	Коэффициент счетчика, имп/Квт·ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 1	TVG-123	0,5	110000/100	ТОГ-110II	0,2S	600/5	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	5000	132000
2	КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС 2	TVG-123	0,5	110000/100	ТОГ-110II	0,2S	600/5	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	5000	132000
3	0,4кВ СН 1				ТОП-0,66	0,5S	300/5	СЭТ-4ТМ.03М	0,5S	5000	60
4	0,4кВ СН 2				ТОП-0,66	0,5S	300/5	СЭТ-4ТМ.03М	0,5S	5000	60

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инд. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата




Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

Описание постановки задач

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	2
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	3
1 ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСА ЗАДАЧ.....	5
1.1 Назначение комплекса задач	5
1.2 Перечень объектов, на которых решается комплекс задач	6
1.3 Периодичность и продолжительность решения комплекса задач	6
1.4 Распределение действий между персоналом и техническими средствами	8
2 ВЫХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	10
2.1 Перечень и описание выходных данных.....	10
2.1.1 Перечень выходных данных от ИИК к ИВКЭ (УСПД).....	10
2.1.2 Перечень выходных данных от ИВКЭ (УСПД) до ИВК (Сервер АИИС КУЭ).....	10
3 ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	12

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №		Подп. и дата	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4		
Разраб.	Хромов		16.01.12				
Пров.	Сахнов		16.01.12		АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Описание постановки задач		
Утв.	Сахнов		16.01.12				
					Лит.	Лист	Листов
					ТП	1	12
					ЗАО «Электросеть»		

Нормативные документы

1. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования»

2. ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».

3. ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

4. РД 50-36.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4</div>					Лист
										2
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Перечень принятых обозначений и сокращений

АИИС	-	Автоматизированная информационно-измерительная система
АИИС КУЭ	-	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСКУЭ	-	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	-	Автоматизированная система управления
АРМ	-	Автоматизированное рабочее место
БД	-	База данных
ГСИ	-	Государственная система обеспечения единства измерений
ЗИП	-	Запасные части, инструмент, принадлежности и материалы
ИВК	-	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	-	Измерительно-информационный комплекс
ИИС	-	Информационно-измерительная система
ЛВС	-	Локальная вычислительная сеть
МВИ	-	Методика выполнения измерений
ОАО «АТС»	-	Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы»
ОРЭ	-	Оптовый рынок электроэнергии
ОДУ	-	Объединенное диспетчерское управление
ПО	-	Программное обеспечение
РД	-	Руководящий документ
СОЕВ	-	Система обеспечения единого времени
СУБД	-	Система управления базой данных
ТЗ	-	Техническое задание
ТУ	-	Технические условия

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

УСПД - Устройство сбора и передачи данных
 ФСК - Федеральная сетевая компания
 ЦДУ - Центральное диспетчерское управление
 ЦСОИ - Центр сбора и обработки информации
 ЭВМ - Электронная вычислительная машина

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div> <div> <div>Изм</div> <div>Лист</div> <div>№ докум.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> <div> <div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4</div> <div>Лист</div> <div>4</div> </div> </div>

1 Характеристики комплекса задач

1.1 Назначение комплекса задач

Комплекс задач АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС состоит из ряда комплексов задач взаимосвязанных друг с другом и функционально включает в себя следующие комплексы задач:

1) Комплекс задач - сбор первичной информации в точках учета ИИК - предназначен для измерения активной и реактивной энергии в точке учета и осуществляет автоматическое проведение измерения, а также обеспечивает доступ к результатам измерений.

2) Комплекс задач - сбор информации в сечении поставки электроэнергии - предназначен для автоматического сбора, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии на уровне ИВКЭ.

Включает в себя следующие задачи:

- формирование профилей нагрузок;
- формирование архивов измеренной информации;
- ведение журналов событий о состоянии ИИК, ИВКЭК;
- контроль работоспособности программно-технических средств ИИК;
- контроль работоспособности программно-технических средств ИВКЭ.

3) Комплекс задач - синхронизация времени - предназначен для автоматической синхронизации времени на уровнях ИИК, ИВКЭ в соответствии с эталонными сигналами времени.

Включает в себя следующие задачи:

- генерация эталонных сигналов времени на уровне ИВКЭ;
- синхронизация времени на ИИК.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

4) Комплекс задач - организация взаимодействия с ИВК - предназначен для организации автоматизированного взаимодействия ИВКЭ с центром сбора и обработки информации филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

Включает в себя следующие задачи:

- предоставление получасовых данных коммерческого учета;
- предоставление месячных данных коммерческого учета;
- предоставление данных по состоянию технических и программных средств коммерческого учета;
- предоставление данных по состоянию средств и объектов измерений.

1.2 Перечень объектов, на которых решается комплекс задач

Решение комплекса задач осуществляется на следующих объектах, входящих в АИИС КУЭ:

- ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

1.3 Периодичность и продолжительность решения комплекса задач

Периодичность и продолжительность решения комплекса задач приведена в таблице 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист	
	Инв. № дубл.					
	Взам. инв. №					
	Подп. и дата					
	Инв. № подл.					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4	6

объектах, входящих в АИИС КУЭ:

- ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС.

1.3 Периодичность и продолжительность решения комплекса задач

Периодичность и продолжительность решения комплекса задач приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Периодичность и продолжительность решения комплекса задач

Комплекс задач	Периодичность	Продолжительность
Сбор первичной информации в точках учета ИИК	Период - 30 минут	
Сбор информации в сечении поставки электроэнергии		
- формирование профилей нагрузок	Период - 1 сутки	
- формирование архивов измеренной информации	Период - 1 сутки	
- ведение журналов событий о состоянии ИИК	Период - постоянно	
- формирование архива технической и служебной информации в ИВКЭ	Период - постоянно	
- контроль работоспособности программно-технических средств ИИК	Период - постоянно	
- контроль работоспособности программно-технических средств ИВКЭ	Период - постоянно	
Синхронизация времени		
- генерация эталонных сигналов времени в ИВКЭ	Период - постоянно	
- синхронизация времени на ИИК	Период - 1 сутки	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

1.4 Распределение действий между персоналом и техническими средствами

Распределение действий между персоналом и техническими средствами приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение действий

Комплекс задач	Действия	
	Технические средства	Персонал
1	2	3
Сбор первичной информации в точках учета ИИК	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
Сбор информации в сечении поставки электроэнергии	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
- формирование профилей нагрузок	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
- формирование архивов измеренной информации	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
- ведение журналов событий о состоянии ИИК, ИВКЭ	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
- контроль работоспособности программно-технических средств ИИК	Автоматизировано	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

Комплекс задач	Действия	
	Технические средства	Персонал
- контроль работоспособности программно-технических средств ИВКЭ	Автоматизированно	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
Синхронизация времени		
- генерация эталонных сигналов времени в ИВКЭ	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств
- синхронизация времени на ИИК	Автоматически	Контроль выполнения функций АИИС, поддержка работы технических и программных средств

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

2 Выходная информация

2.1 Перечень и описание выходных данных

Выходная информация включает в себя перечень и описание выходных данных от ИИК (счетчиков электроэнергии) до ИВКЭ (УСПД) и от ИВКЭ (УСПД) до ИВК (локальный центр сбора данных).

2.1.1 Перечень выходных данных от ИИК к ИВКЭ (УСПД)

Перечень выходных данных от ИИК к ИВКЭ (УСПД) приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень выходных данных от ИИК

№ п/п	Наименование параметра	Периодичность передачи данных
1	Дата и время, установленное в счетчике	При обращении УСПД к счетчику
2	Показания счетчика - прием, отдача активной, реактивной энергии	При обращении УСПД к счетчику
3	Усредненное значение активной, реактивной мощности за интервал интегрирования	При обращении УСПД к счетчику
4	Журнал событий счетчика	При обращении УСПД к счетчику

2.1.2 Перечень выходных данных от ИВКЭ (УСПД) до ИВК (Сервер АИИС КУЭ)

Перечень выходных данных от ИВКЭ (УСПД) до ИВК (Сервер АИИС КУЭ) приведен в таблице 4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4	Лист
						10

Таблица 4 – Перечень выходных данных от ИВКЭ

№ п/п	Наименование параметра	Периодичность пере- дачи данных
Общие параметры		
1	Дата и время, установленное в УСПД	При обращении сервера опроса к УСПД
2	Показания по каждому счетчику - прием, отдача активной, реактивной энергии	При обращении сервера опроса к УСПД
3	Усредненное значение активной, реактивной мощности за интервал интегрирования по каждому счетчику	При обращении сервера опроса к УСПД
4	Журнал событий УСПД	При обращении сервера опроса к УСПД
Параметры по группам учета		
5	Усредненное значение активной, реактивной мощности за интервал интегрирования по группе	При обращении сервера опроса к УСПД

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4

3 Входная информация

В АИИС КУЭ применяются интеллектуальные счетчики электрической энергии, являющиеся цифровыми устройствами и работающие под управлением встроенного микроконтроллера.

Измерительная часть счетчика построена по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов, и осуществляет измерение средних за период сети значений фазных напряжений, токов, активной и полной мощности по каждой фазе, а также частоты сети. Недостающие физические величины получаются путем вычисления из измеренных величин.

В качестве входных аналоговых сигналов используются, преобразованные через измерительные трансформаторы тока и напряжения, токи и напряжения присоединения, на котором ведется учет электроэнергии. Преобразование величин и другие расчеты в счетчике выполняются с использованием измерительной СБИС, включающей в себя цифровой сигнальный процессор (DSP) со встроенным аналого-цифровым преобразователем (АЦП), которые осуществляют выделение дискретных значений каждого входного сигнала тока и напряжения в заданные моменты времени.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата										
<table border="1"><tr><td>Изм</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата										
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.П4														
Лист 12														

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	2
1 ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ	3
1.1 Введение	3
1.2 Цели расчета надежности	3
1.3 Требования к надежности.....	3
1.4 Идентификация системы	4
1.5 Классификация АИИС согласно ГОСТ 27.003-90.....	5
1.6 Выбор номенклатуры задаваемых ПН (по ГОСТ 27.003-90)	8
1.7 Исходные данные и их источники для расчета показателей надежности	9
2 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ.....	10
2.1 Расчет интенсивности отказов элементов АИИС.....	10
2.2 Расчет интенсивности отказов для групп каналов элементов АИИС	11
2.3 Расчет показателей надежности АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС	12
3 ПРОГРАММА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ (ПОН).....	13
3.1 Техническое обслуживание составных частей системы	20
3.2 Текущий ремонт	22
4 АНАЛИЗ ВИДОВ, ПОСЛЕДСТВИЙ И КРИТИЧНОСТЬ ОТКАЗОВ	23
4.1 Расчет критичности отказа для каждого элемента системы.....	25
4.2 Обоснование выбора ЗИП.....	26

Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата											
				3 ПРОГРАММА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ (ПОН)..... 13										
				3.1 Техническое обслуживание составных частей системы 20										
				3.2 Текущий ремонт 22										
				4 АНАЛИЗ ВИДОВ, ПОСЛЕДСТВИЙ И КРИТИЧНОСТЬ ОТКАЗОВ 23										
				4.1 Расчет критичности отказа для каждого элемента системы 25										
				4.2 Обоснование выбора ЗИП..... 26										
Инв. № подл.														

Перечень используемых сокращений и обозначений

АИИС	- Автоматизированная измерительно-информационная
КУЭ	система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	- Автоматизированная система управления
АРМ	- Автоматизированное рабочее место
БД	- База данных
ИАСУ	- Интегрированная автоматизированная система управ-
КУ	ления коммерческим учетом
ИВК	- Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	- Информационно-вычислительный комплекс электроус-
	тановки
ИИК	- Измерительно-информационный комплекс
ИИС	- Информационно-измерительная система
КУ	- Коммерческий учет
ЛВС	- Локальная вычислительная сеть
МВИ	- Методика выполнения измерений
ОАО	- Открытое акционерное общество «Администратор тор-
«АТС»	говой системы оптового рынка электрической энергии
	Единой энергетической системы»
ОРЭ	- Оптовый рынок электроэнергии
ПО	- Программное обеспечение
РД	- Руководящий документ
РДУ	- Региональное диспетчерское управление
СОЕВ	- Система обеспечения единого времени
СУБД	- Система управления базами данных
ТЗ	- Техническое задание
УСПД	- Устройство сбора и передачи данных
ЦСОИ	- Центр сбора и обработки информации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Единой энергетической системы»					Лист
ОРЭ ПО РД РДУ СОЕВ СУБД ТЗ УСПД ЦСОИ					- Оптовый рынок электроэнергии - Программное обеспечение - Руководящий документ - Региональное диспетчерское управление - Система обеспечения единого времени - Система управления базами данных - Техническое задание - Устройство сбора и передачи данных - Центр сбора и обработки информации					2
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					

1 Проектная оценка надежности системы

1.1 Введение

Надежность АИИС – это свойства АИИС сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

1.2 Цели расчета надежности

Расчет надежности АИИС проводится с целью:

- обоснования количественных требований по надежности к АИИС;
- проверки выполнимости установленных требований по надежности к элементам АИИС;
- определение достигнутого уровня надежности АИИС и ее составных частей, в том числе расчетное определение показателей надежности (ПН).

Полученные показатели надежности определяют коэффициенты класса качества, присваиваемый АИИС. Присвоение коэффициента качества производится в соответствии с методикой присвоения коэффициента класса качества АИИС коммерческого учета на оптовом рынке электрической энергии (Приложение №11.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

1.3 Требования к надежности

1.3.13 значение показателей надежности ИВК рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,99;
- среднее время восстановления – не более 1 часа (в случае наличия на объекте дежурного персонала).

1.3.23 значение показателей надежности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления – не более 24 часов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

1.3.3 Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа. Значение показателей надежности счетчиков электрической энергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления – не более 7 суток.

1.3.4 Для повышения надежности рекомендуется резервирование отдельных компонентов АИИС и использование избыточной информации.

1.3.5 Надежность АИИС должна быть регламентирована в следующих аварийных ситуациях:

- при кратковременных перерывах электропитания (не более 2-х часов) в цепях, питающих аппаратуру АИИС;
- при отклонениях напряжения питания промышленного контроллера (УСПД) от номинального более $\pm 20\%$;
- отключение электропитания (на период более 2-х часов) АИИС и ее элементов;
- при отказе элементов системы.

1.3.6 Надежность прикладного программного обеспечения ИВК определяется по следующим параметрам:

- интенсивность перезапусков (перезагрузок) не более 1 раза в сутки и не более 3 раз в месяц;
- длительность перезапуска не должна превышать 10 секунд.

1.4 Идентификация системы

Целью создания АИИС является обеспечение проведения финансовых расчетов с субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности в сечении поставки.

АИИС предназначена для:

- измерения количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ);
- контроль заданного режима потребления электроэнергии;
- снижение потерь электроэнергии;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

Лист
4

- повышение эффективности использования энергетических ресурсов, на базе получаемой информации о потреблении электроэнергии.

АИИС состоит из следующих систем:

- информационно-измерительный комплекс (ИИК);
- системы обработки данных;
- системы передачи данных.

Информационно-измерительный комплекс включает:

- трансформаторы напряжения (ТН);
- трансформаторы тока (ТТ);
- счетчики электрической энергии.

Система обработки данных включает:

- устройство сбора и обработки данных (УСПД);
- систему обеспечения единого времени.

Система передачи данных включает:

- преобразователи интерфейсов;
- каналообразующую аппаратуру.

Критерием отказа информационно-измерительного комплекса является отсутствие измерения в точке учета за один период.

1.5 Классификация АИИС согласно ГОСТ 27.003-90

Основными признаками классификации АИИС и всех ее элементов при задании требований надежности являются:

- определенность назначения;
- число возможных (учитываемых) состояний по работоспособности в процессе эксплуатации;
- режим применения (функционирования);
- возможные последствия отказов и (или) достижения предельного состояния при применении и (или) последствия отказов при хранении и транспортировании;
- возможность восстановления работоспособного состояния после отказа;

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

- характер основных процессов, определяющих переход изделия в предельное состояние;

1.5.1 Классификация АИИС

АИИС является изделием конкретного назначения (ИКН), имеющее один основной вариант применения по назначению

По числу возможных (учитываемых) состояний (по работоспособности) АИИС относится к изделиям вида I, которые в процессе эксплуатации могут находиться в двух состояниях – работоспособном или неработоспособном.

АИИС функционирует в режиме непрерывного длительного применения.

По последствиям отказов или достижения предельного состояния при применении, или последствиям отказов при хранении и транспортировании АИИС относится к изделиям, отказы или переход в предельное состояние которых не приводят к последствиям катастрофического (критического) характера (без угрозы для жизни и здоровья людей, незначительным или «умеренным» экономическим потерям и т.п.).

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации АИИС является восстанавливаемой.

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние АИИС является стареющей.

По возможности и способу восстановления технического ресурса (срока службы) путем проведения плановых ремонтов (средних, капитальных и др.) АИИС является ремонтируемой обезличенным способом.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации АИИС является обслуживаемой.

АИИС является изделием контролируемым перед применением.

Так как в состав АИИС входят электронно-вычислительные машины и другие устройства вычислительной техники ее относят к изделиям с отказами сбойного характера (сбоями).

1.5.2 Классификация элементов АИИС

Элементы АИИС по определенности назначения подразделяются на изделия конкретного назначения (ИКН), имеющие один основной вариант применения по назначению.

По числу возможных (учитываемых) состояний (по работоспособности) элементы АИИС относятся к изделиям вида I, которые в процессе

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div> <div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</div> <div>Лист 6</div> </div>					
						Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

эксплуатации могут находиться в двух состояниях – работоспособном или неработоспособном.

По режимам применения (функционирования) элементы АИИС относятся к изделиям непрерывного длительного применения (НПДП).

По последствиям отказов или достижения предельного состояния при применении, или последствиям отказов при хранении и транспортировании элементы АИИС относятся к изделиям, отказы или переход в предельное состояние которых не приводят к последствиям катастрофического (критического) характера (без угрозы для жизни и здоровья людей, незначительным или «умеренным» экономическим потерям и т.п.).

Элементы АИИС по возможности работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации могут быть восстанавливаемые и невосстанавливаемые (см. таблицу 2).

Таблица 2 - Восстановление работоспособного состояния после отказа

№ п/п	Наименование	Тип	Состояние после отказа	Кол-во
1	Трансформатор тока	ТОГ-110II*	Невосстан.	2
2	Трансформатор тока	ТТЭ-0,66	Невосстан.	2
3	Трансформатор напряжения	TVG-123	Невосстан.	2
4	Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	Восстан.	4
4	УСПД	RTU-325L	Восстан.	1
6	Устройство синхронизации времени	УССВ-16HVS	Восстан.	1

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние, элементы АИИС относятся к стареющим.

По возможности и способу восстановления технического ресурса (срока службы) путем проведения плановых ремонтов (средних, капитальных и др.) элементы АИИС (за исключением измерительных трансформаторов тока и напряжения) относятся к изделиям ремонтируемым

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1	Лист
						7

обезличенным способом. Трансформаторы тока и напряжения относятся к неремонтируемым изделиям.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации элементы АИИС относятся к обслуживаемым изделиям.

По возможности (необходимости) проведения контроля перед применением элементы АИИС (за исключением измерительных трансформаторов тока и напряжения) относятся к контролируемым изделиям. Трансформаторы тока и напряжения относятся к не контролируемым изделиям.

При наличии в составе изделия электронно-вычислительных машин (ЭВМ) и других устройств вычислительной техники их относят к изделиям с отказами сбойного характера (сбоями), при отсутствии – к изделиям без отказов сбойного характера (сбоев). Трансформаторы тока и напряжения относятся к изделиям без отказов сбойного характера (сбоев). Остальные элементы АИИС относятся к изделиям с отказами сбойного характера (сбоями).

1.6 Выбор номенклатуры задаваемых ПН (по ГОСТ 27.003-90)

Выбор номенклатуры показателей надежности (ПН) осуществляется на основе классификации изделий по признакам характеризующим их назначение, последствия отказов и достижения предельного состояния, особенности режимов применения и др.

Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения выбирают:

- средняя наработка до отказа ($T_{cp.}$), часов;
- средний срок службы до списания ($T_{сл.ср.сп.}$), лет.

Для счетчиков электрической энергии выбираются следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ ($T_o.$), часов;
- среднее время восстановления ($T_v.$), часов;
- средний срок службы до капитального ремонта ($T_{сл.ср.к.р.}$), лет.

Надежность УСПД. В качестве показателей надежности УСПД выбирают:

- средняя наработка на отказ ($T_o.$), часов;
- среднее время восстановления ($T_v.$), часов;
- средний срок службы до капитального ремонта ($T_{сл.ср.к.р.}$), лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата																	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <table border="1" style="width: 40%;"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table> <div style="text-align: center; width: 50%;"> <h1>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</h1> </div> <table border="1" style="width: 10%;"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>8</td> </tr> </table> </div>										Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						Лист	8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата																	
Лист																					
8																					

- средняя наработка на отказ (T_o), часов;
- среднее время восстановления (T_v), часов;
- средний срок службы до капитального ремонта ($T_{сл.ср.к.р.}$), лет.

УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2. средняя наработка на отказ (T_o), 35000 часов;

- средний срок службы до капитального ремонта ($T_{сл.кр.р.}$), 20 лет.
- среднее время восстановления (T_v), 24 часа.

Данные представлены из «Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L. Формуляр. ДИЯМ.466215.002 ФО». Зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30909-08.

УССВ-16HVS

- средняя наработка до отказа (T_o), 44000 часов;
- средний срок службы до капитального ремонта ($T_{сл.кр.р.}$), 5 лет.

Данные представлены из «Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS. Паспорт. ДИЯМ.301441.002 ПС».

2 Расчет показателей надежности

В проекте использован структурный метод расчета надежности.

Показатели надежности АИИС определяются по данным показателей надежности составляющих ее элементов.

2.1 Расчет интенсивности отказов элементов АИИС

Рассчитываем интенсивность отказа – обратная величина наработки на отказ/до отказа для каждого элемента системы.

$$\lambda = \frac{1}{T_{cp.}} \text{ ч}^{-1}$$

Трансформатор тока имеет среднюю наработку на отказ ($T_{cp.}$) 4000000 часов следовательно

$$\lambda_{ТТ} = \frac{1}{T_{cp.}} = \frac{1}{4000000} = 2,5 \cdot 10^{-7} \text{ ч}^{-1}$$

Трансформатор напряжения имеет среднюю наработку на отказ ($T_{cp.}$) 4000000 часов следовательно

$$\lambda_{ТН} = \frac{1}{T_{cp.}} = \frac{1}{4000000} = 2,5 \cdot 10^{-7} \text{ ч}^{-1}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
					<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div>Изм</div> <div>Лист</div> <div>№ докум.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> </div> <div style="text-align: center; flex-grow: 1;"> ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1 </div> <div> <div>Лист</div> <div>10</div> </div> </div>				

Счетчик СЭТ-4ТМ.03М имеет среднюю наработку на отказ (T_o) 140000 часов следовательно

$$\lambda_{сч} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{140000} = 7,143 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$$

УСПД RTU-325L имеет среднюю наработку на отказ (T_o) 35000 часов следовательно

$$\lambda_{успд} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{35000} = 2,857 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$$

Для устройства синхронизации системного времени ИВКЭ УССВ-16HVS средняя наработка на отказ (T_o) 44000 часов, следовательно

$$\lambda_{уccb1} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{2198760} = 4,548 \cdot 10^{-7} \text{ ч}^{-1}$$

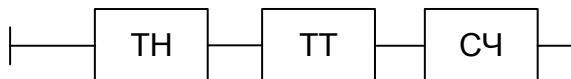
2.2 Расчет интенсивности отказов для групп каналов элементов АИИС

На ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС имеется 2 точки учета по 110 кВ, 2 точки учета по 0,4 кВ.

ИИК по 110 кВ состоят из следующих элементов:

- ТТ – ТОГ-110II - 3 шт.
- ТН – TVG-123 - 3 шт.
- СЧ – СЭТ-4ТМ.03М - 1 шт.

Интенсивность отказа ИИК рассчитывается по структурной схеме:



и равна

$$\lambda_{иик1} = 3\lambda_{тн} + 3\lambda_{тт} + \lambda_{сч} = 8,643 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

Лист
11

ИИК по 0,4 кВ состоят из следующих элементов:

- ТТ – ТТЭ-0,66 - 3 шт.
- СЧ – СЭТ-4ТМ.03М - 1 шт.

Интенсивность отказа ИИК равна

$$\lambda_{ИИК2} = 3\lambda_{ТТ} + \lambda_{СЧ} = 7,9 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$$

Расчет показателей надежности для групп каналов элементов ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС:

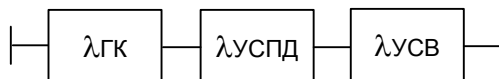
$$\lambda_{ГК} = 2\lambda_{ИИК1} + 2\lambda_{ИИК2} \text{ ч}^{-1}$$

отсюда

$$\lambda_{ГК} = 3,3 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$$

2.3 Расчет показателей надежности АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС

Расчет показателей надежности АИИС представляет собой как последовательное соединение элементов



где,

- УСПД – RTU325L;
- УСВ устройство синхронизации времени УССВ-16HVS.

и равна

$$\lambda_{АИИС} = \lambda_{ГК} + \lambda_{УСПД} + \lambda_{УСВ} = 6,2 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$$

Таким образом, расчетная средняя наработка на отказ АИИС будет

$$T_{O_АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИИС}} = 1,6 \cdot 10^4 \text{ ч}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

Коэффициент готовности АИИС рассчитывается с учетом элемента, обладающего наиболее высоким временем восстановления. Наибольшее время восстановления T_B составляет 24 часа.

$$K_{Г_АИИС} = \frac{T_{O_АИИС}}{T_{O_АИИС} + T_B} = 0,999$$

Получены следующие расчетные показатели надежности модернизируемой АИИС в целом:

– Интенсивность отказа

$$\lambda_{АИИС} = 6,2 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$$

– Средняя наработка на отказ

$$T_{O_АИИС} = 1,6 \cdot 10^4 \text{ ч}$$

– Коэффициент готовности

$$K_{Г_АИИС} = 0,999$$

3 Программа обеспечения надежности (ПОН)

Надежность АИИС определяется ее составом и структурой.

Для обеспечения надежности проектируемой АИИС необходимо обеспечивать надежность счетчиков, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также их совместной работы, на всех стадиях жизненного цикла АИИС. Достигается надежность АИИС за счет соблюдения требований нормативной документации, правил, инструкций и руководств по транспортировке, монтажу, эксплуатации, обслуживанию и ремонту оборудования и технологических систем.

Программа обеспечения надежности содержит организационные и технические мероприятия.

Наиболее эффективными и многочисленными методами повышения надежности, являются методы, которые применяются при проектировании системы. На стадии проектирования системы должны использоваться следующие методы обеспечения надежности:

– выбор ремонтпригодных технических средств с наиболее высокими показателями наработки на отказ/до отказа;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</div>					Лист 13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- оборудование должно устанавливаться в местах, предусмотренных изготовителем по воздействию окружающей среды, по взрыво- и пожаробезопасности, по способности несущих конструкций, фундаментов и оснований;
- параметры режимов эксплуатации кабелей, проводов, счетчиков, измерительных трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать величинам, указанным изготовителями, и требованиям нормативной документации и правил;
- резервирование электропитания в цепях, питающих аппаратуру АИИС КУЭ;
- использование надежного программного обеспечения АИИС;
- информационное резервирование (резервное копирование программ и данных);
- реализация контроля правильности функционирования оборудования (тестовый контроль работоспособного состояния, контроль кодовых обменов и т.п.);
- реализация мер по обеспечению помехозащищенности (экранирование кодовых линий связи, выполнение требуемых правил заземления);
- хранение наиболее важных данных в энергонезависимой памяти;
- организация защиты данных и ПО от несанкционированного доступа;
- должен быть определен состав ЗИП и перечень необходимой аппаратуры и приборов для проверки и ремонта программно-технических средств;
- обеспечение возможности замены отказавшего элемента системы на аналогичный из состава ЗИП без снятия напряжения питания с остальных элементов системы.

Эти методы позволяют уменьшить интенсивность отказов объектов и систем, уменьшить среднее время их восстановления и время непрерывной работы.

Уменьшить среднее время восстановления можно, повышая надежность технических средств и тем самым, уменьшая число отказов, или сокращая время, необходимое для отыскания и устранения отказов. Сократить время, необходимое для отыскания и устранения неисправностей, можно, применяя встроенный контроль, автоматизацию проверок, повышение квалификации обслуживающего персонала, сбор и обобщение опыта эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1	Лист
						14

На стадии строительства системы должны использоваться следующие методы и выполняться требования для обеспечения надежности:

- персонал, занимающийся монтажом, должен иметь соответствующую квалификацию и допуски;
- проведение внешнего осмотра оборудования перед началом работ по монтажу;
- обеспечение контроля над проведением работ по монтажу и наладке системы;
- проведения испытаний в соответствии с РД 34.45-51.300-97 («Объем и нормы испытаний электрооборудования»);

Повысить надежность системы в процессе ее эксплуатации чрезвычайно трудно. Это объясняется тем, что надежность системы в основном закладывается в процессе ее проектирования и строительства. При эксплуатации системы ее надежность уменьшается, причем скорость ее снижения зависит от методов эксплуатации, квалификации и условий эксплуатации.

На стадии эксплуатации системы должны выполняться следующие требования:

- персонал, занимающийся эксплуатацией и ремонтами, должен иметь соответствующую квалификацию и допуски;
- обеспечение контроля над проведением работ по ремонту АИИС;
- выполнение проверок исправности АИИС и ее элементов по окончании работ по ремонту;
- проведение плановых осмотров оборудования дежурным персоналом;
- обеспечение контроля и обслуживания АИИС в процессе эксплуатации;
- своевременное проведение поверок АИИС в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений;
- обеспечение метрологического надзора за аттестованными МВИ и за соблюдением метрологических норм и правил.

Так же на всех жизненных стадиях проводится анализ видов, последствий и критичности отказов (АВПКО) элементов системы (формализованная контролируемая процедура качественного анализа проекта, технологии изготовления, правил эксплуатации и хранения, системы технического обслуживания и ремонта системы, заключающаяся в вы-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</div>	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

делении на некотором уровне разукрупнения его структуры возможных (наблюдаемых) отказов разного вида, в прослеживании причинно-следственных связей, обуславливающих их возникновение, и возможных (наблюдаемых) последствий этих отказов на данном и вышестоящих уровнях, а также оценки показателей критичности анализируемых отказов).

Оценку соответствия показателей надежности оборудования требованиям ТЗ экспериментальным методом рекомендуется проводить по результатам контрольных либо определительных испытаний по ГОСТ 27.410.

Для обеспечения единства исходных данных о надежности первичная информация об отказе, в соответствии с существующей нормативно-технической документацией, должна содержать определенные информационные признаки: дату возникновения отказа или неисправности; общую наработку объекта с начала его эксплуатации до момента установления отказа (определения неисправности); внешние признаки и характер появления отказа или неисправности; условия эксплуатации и вид работы, при которых был обнаружен отказ или установлена неисправность; способ устранения неисправности; принятые или рекомендованные меры по предупреждению возникновения отказов или неисправностей. Сбор информации и заполнение первичной документации о надежности проводятся в обычных условиях обслуживающим персоналом, а при опытной и подконтрольной эксплуатации - либо дежурным персоналом, либо представителями службы (группы) надежности, организованной специально для сбора информации о надежности.

Основными видами документации при сборе первичной информации об отказах элементов системы являются журналы, формуляры, карточки. В журналах фиксируется информация о надежности всех элементов подконтрольной системы. Формуляры ведутся на каждый объект (устройство). Их преимущество заключается в том, что они содержат всю информацию о работе устройства с момента его установки. Карточки являются наиболее оперативной формой информации. Они заполняются при каждом отказе. Информация, отраженная в карточках, лучше всего подготовлена для ее автоматической обработки на ЭВМ.

Если сбор информации ведется специально выделенным для этой цели обслуживающим персоналом или представителями службы (группы) надежности, контроль и запись данных об условиях работы, последствиях отказов производится представителями этой службы. Остальная документация ведется обслуживающим персоналом.

Все отказы аппаратуры, зафиксированные при испытаниях, необходимо подразделять на учитываемые и неучитываемые. Не должны учитываться следующие отказы:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата													
<table border="1"> <tr> <td>Изм</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> <td rowspan="2">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</td> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>16</td> </tr> </table>							Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1	Лист						16
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1	Лист													
						16													

- вызванные воздействием внешних факторов, не предусмотренных в ТЗ на АИИС и технических условий на ее компоненты;
- вызванные нарушением обслуживающим персоналом инструкции по эксплуатации;
- устраняемые в процессе доработок;
- не влияющие на оцениваемый показатель надежности.

На стадиях экспериментальной отработки, испытаний и эксплуатации, как правило, роль показателей надежности выполняют статистические оценки соответствующих вероятностных характеристик. В целях единообразия все показатели надежности, в соответствии с ГОСТ 27.002-89, определяются как вероятностные характеристики.

Вероятность безотказной работы - это вероятность того, что в пределах заданий наработки отказ объекта не возникает. На практике этот показатель определяется статистической оценкой

$$P(t) = \frac{N_o - n(t)}{N_o}$$

где,

N_o - число однотипных объектов (элементов), поставленных на испытания (находящихся под контролем); во время испытаний отказавший объект не восстанавливается и не заменяется исправным;

$n(t)$ - число отказавших объектов за время t .

Средней наработкой до отказа называется математическое ожидание наработки объекта до первого отказа T_{cp}

$$T_{cp} = \frac{1}{N_o} \sum_j^{N_o} t_j$$

где,

N_o - число работоспособных однотипных невосстанавливаемых объектов при $t = 0$ (в начале испытания);

t_j - наработка до отказа j -го объекта.

Средняя наработка на отказ относится к восстанавливаемым объектам, при эксплуатации которых допускаются многократно повторяющиеся отказы. Эксплуатация таких объектов может быть описана следующим образом: в начальный момент времени объект начинает работу и продолжает работу до первого отказа; после отказа происходит восстановление работоспособности, и объект вновь работает до отказа и

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

т.д. На оси времени моменты отказов образуют поток отказов, а моменты восстановлений - поток восстановлений.

Средняя наработка на отказ объекта (наработка на отказ) определяется как отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к числу отказов, происшедших за суммарную наработку:

$$T_o = \frac{\sum_{j=1}^n t_j}{n(t)}$$

где

t_j - наработка между $j-1$ и j -м отказами, ч;

$n(t)$ - суммарное число отказов за время t .

Опыт эксплуатации очень многих электронных приборов и значительного количества электромеханической аппаратуры показывает, что для них характерны три вида зависимостей интенсивности отказов от времени, соответствующих трем периодам жизни этих устройств (приработка, нормальная эксплуатация, износ). Указанные три вида зависимостей интенсивности отказов от времени можно получить, используя для вероятностного описания случайной наработки до отказа двухпараметрическое распределение Вейбулла. Частным случаем распределения Вейбулла является экспоненциальное распределение вероятности безотказной работы, когда параметр формы $\delta = 1$. Это распределение однопараметрическое, то есть для записи расчетного выражения достаточно одного параметра $\lambda = \text{const}$. Для этого закона верно и обратное утверждение: если интенсивность отказов постоянна, то вероятность безотказной работы как функция времени подчиняется экспоненциальному закону

$$P(t) = e^{-\lambda \cdot t}$$

Среднее время безотказной работы при экспоненциальном законе распределения интервала безотказной работы выражается формулой:

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda \cdot t} dt = \frac{1}{\lambda}$$

Результаты статистической обработки испытаний существенно зависят от вероятностных моделей, то есть от априорных (теоретических)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</div>	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

распределений интервалов безотказной работы и восстановлений. Эти результаты могут приводить к заведомо ошибочным выводам, если модель не отражает реальные процессы возникновения отказов и механизмы восстановления. Поэтому до решения основных задач апостериорного (на основе опыта) анализа надежности целесообразно сначала проверить, с помощью статистического критерия согласия, на соответствие выбранного априорного распределения эмпирическому распределению, построенному на основании данных проведенных испытаний.

Исходными данными (случайными величинами), которые подвергаются обработке, являются время наработки на отказ, время наработки на восстановление и число отказов однотипных элементов. После того, как такой материал собран, его обработка позволяет установить законы распределения показателей надежности: вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, среднее время наработки на отказ и др.

Знание законов распределения дает возможность определить все остальные количественные показатели надежности. Таким образом, основная задача статистической обработки состоит в определении одного из законов распределения исходных случайных величин. В ряде случаев вид закона распределения известен заранее, до опыта.

Выполнение любой функции, возложенной на информационную систему, возможно только при соответствующем взаимодействии аппаратных и программных средств. Поэтому при анализе надежности выполнения системной заданных функций необходимо рассматривать ее как единый комплекс аппаратных и программных средств и учитывать, что надежность работы информационной системы зависит как от надежности аппаратуры, так и от надежности программного обеспечения.

Для повышения надежности программного обеспечения (ПО) АИИС необходимо предусматривать следующие организационно-технические мероприятия: составление подробных спецификаций (требований), детальная проработка алгоритмов функционирования, выбор структуры программ и данных, автоматизация процессов разработки и использование современных принципов проектирования, тестирования и документирования ПО.

В качестве показателей надежности ПО АИИС следует использовать интенсивность перезапусков (перезагрузок) и их длительность. Оценку значений интенсивности и длительности перезапусков (перезагрузок) ПО следует производить по результатам наблюдения за работой средств АИИС в ходе опытной эксплуатации и не должны превышать следующих параметров:

- интенсивность перезапусков (перезагрузок) не более 1 раза в сутки и не более 3 раз в месяц;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</p>	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- длительность перезапуска не должна превышать 10 секунд.

3.1 Техническое обслуживание составных частей системы

В процессе эксплуатации системы под воздействием различных случайных факторов происходит разрегулировка параметров, стареют и отказывают отдельные компоненты системы, что снижает качество ее функционирования. Система из состояния, характеризующегося номинальным значением параметра, переходит в процессе эксплуатации последовательно в состояние с худшими качественными характеристиками, в результате чего ухудшается качество выполнения системой своих функций.

Своевременные и целесообразные по глубине и объему профилактические работы позволяют не только повышать технические характеристики эксплуатируемой системы и улучшать показатели ее надежности, но и сокращать эксплуатационные расходы. Выбрав соответствующим образом период проведения плановой профилактики, можно добиться максимально возможных значений выбранных показателей качества функционирования системы.

Система спроектирована таким образом, что отказ какого-либо элемента АИИС сразу фиксируется в журнале событий. Если система работает в штатном режиме, то проводятся плановые профилактические работы. Если же произошел отказ системы, то проводится аварийный ремонт. На момент окончания восстановительных и ремонтных работ последующие профилактические работы перепланируются, и далее весь процесс обслуживания повторяется.

Контроль за работоспособностью системы предусматривает проведение ряда контрольных операций над элементами АИИС. Данные технического обслуживания элементов АИИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Проведение технического обслуживания АИИС

№ п/п	Наименование работ	Кто выполняет	Способ контроля	Контролируемое значение параметров	Периодичность
1	Осмотр счетчиков	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Нарушение целостности корпуса, пломб, присоединений проводов к счетчику, нормальные показания счет-	Ежедневно

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					Лист
										20

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

				чика на ЖКИ	
2	Осмотр панелей и ячеек со счетчиками	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Коробка испытательная, разветвители интерфейса и резервного питания: целостность корпуса, наличие пломб и присоединение проводов в коробке	Ежедневно
3	Осмотр линий связи	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Наличие поврежденной изоляции, разрывов, отпаек от разъемов линий связи	Ежедневно
4	Осмотр средств связи	Администратор системы АИИС КУЭ, инженер-электрик	Визуальный контроль	Наличие внешних повреждений, нормальное функционирование	Ежедневно
5	Осмотр УСПД	Администратор системы АИИС КУЭ, инженер-электрик	Визуальный контроль, внешний осмотр	Нарушение целостности корпуса, пломб, присоединенных проводов к УСПД, нормальное функционирование УСПД	Ежедневно
6	Сверка показаний счетчиков и данных в ИВК	Администратор системы АИИС КУЭ	Визуальный контроль	Сравнение показаний активной, реактивной энергии в прямом и обратном направлении	Ежемесячно
7	Проверка целостности вторичных цепей	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Наличие поврежденной изоляции, разрывов, отпаек от разъемов, целостность пломб	Ежемесячно

К работам по техническому обслуживанию допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000В.

Удаление пыли с поверхности счетчика производится чистой, мягкой обтирочной ветошью.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1	Лист
						21

Для проверки надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика необходимо:

- снять пломбу защитной крышки контактной колодки, отвернуть два винта крепления и снять защитную крышку;
- удалить пыль с контактной колодки с помощью кисточки;
- подтянуть винты контактной колодки крепления проводов силовых и интерфейсных цепей;
- установить защитную крышку контактной колодки, зафиксировать двумя винтами и опломбировать.

Все полученные при проверке системы данные заносятся в журнал работы системы с указанием даты проведения проверки, лица выполняющего проверку, обнаруженные неисправности и меры принятые к их устранению, а также сроки выполнения восстановительных и профилактических работ. На основании полученных данных по истечению определенного времени функционирования системы определяется текущая надежность системы. В случае обнаружения ухудшения качественных параметров системы применяются меры по их улучшению и приведению к нормативным значениям.

3.2 Текущий ремонт

К текущему ремонту системы относятся все виды ремонта по восстановлению ее работоспособности и использования по назначению в течении всего срока эксплуатации за счет расхода одиночного и группового комплектов ЗИП.

При первых признаках ненормальной работы (сбоях) системы следует выявить и устранить неисправность. Эксплуатирующей организации разрешается производить замену элементов, которые не требуют вскрытия гарантийных пломб. Запрещается вскрывать гарантийные пломбы в течении всего срока гарантии. Ремонтным подразделением эксплуатирующей организации разрешается вскрытие пломб третьей категории с последующим обязательным восстановлением пломб. Ремонт каналообразующей аппаратуры и компьютерной техники должен производить специалист по ремонту электрорадиоаппаратуры в условиях специальных ремонтных организаций. Нарушение и восстановление пломб фиксируется в формуляре на АИИС КУЭ. Если неисправность не может быть устранена силами эксплуатирующей организации, производится вызов представителя организации-поставщика техники.

Персонал, привлекаемый к выполнению текущего ремонта, должен строго соблюдать меры безопасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					Лист
										22

Выявление неисправностей составных частей системы и методики их устранения изложены в руководстве пользователя на составные части системы.

Поиску неисправностей способствует встроенная система контроля, информация о которой отображается на экране монитора и записывается в журнал событий. Пользуясь комплектом электрических схем исполнительной документации и описанием работы системы, с большой вероятностью можно установить причину неисправности или отказавший элемент.

Для ремонта устройств, находящихся под гарантийными пломбами, необходимо вызывать представителя организации-поставщика.

Текущий ремонт счетчика осуществляется заводом-изготовителем или юридическими или физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта счетчика.

После проведения ремонта счетчик подлежит поверке.

4 Анализ видов, последствий и критичность отказов

Необходимость проведения анализа видов, последствий и критичности отказов (АВПКО) конкретного объекта определяют по согласованию заинтересованных сторон при выработки требований к программе обеспечения его надежности, включаемых в контрактные документы (техническое задание, договор и др.).

АВПКО проводят с целью обоснования, проверки достаточности, оценки эффективности и контроля за реализацией управляющих решений, направленных на совершенствование конструкции и технологии изготовления, правил эксплуатации, системы технического обслуживания и ремонта системы и обеспечивающих предупреждение возникновения и/или ослабление тяжести возможных последствий ее отказов, достижение требуемых характеристик безопасности, эффективности надежности.

В процессе АВПКО решаются следующие задачи:

- выявляются возможные виды отказов АИИС и ее элементов, изучают их причины, механизмы и условия возникновения и развития;
- определяют возможные неблагоприятные последствия возникновения выявленных отказов;
- составляют и периодически корректируют перечни критических элементов;
- оценивают достаточность предусмотренных средств и методов контроля работоспособности и диагностиро-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
					<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1</div>					Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

вания системы для своевременного обнаружения и локализации его отказов;

- оценивают достаточность предусмотренных в системе технологического обслуживания контрольно-диагностических и профилактических операций, направленных на предупреждение отказов системы в эксплуатации;
- анализируют правила поведения персонала в аварийных ситуациях, обусловленных возможными отказами системы, предусмотренные в эксплуатационной документацией;
- проводят анализ возможных (наблюдаемых) ошибок персонала при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте системы, оценивают их возможные последствия, вырабатывают предложения по совершенствованию человеко-машинных интерфейсов и введению дополнительных средств защиты системы от ошибок персонала, по совершенствованию инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы.

Для анализа видов отказа в процессе эксплуатации АИИС заполняется «Форма рабочего листа для проведения АВПКО».

На основе анализа видов, последствий и критичности отказов выявляются наиболее критичные элементы системы.

Ниже приведена «Форма рабочего листа для проведения АВПКО» с указанием предполагаемых отказов в системе для каждого элемента системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					Лист
										24

ФОРМА РАБОЧЕГО ЛИСТА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АВПКО

(анализ видов, последствий и критичности отказов)

Код элемента	Наименование элемента (функции)	Вид (описание) отказа	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения отказа	Рекомендации по предупреждению (снижению) тяжести последствий	Вероятность отказа	Критичность отказа
				На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия				
ТН	Трансформатор напряжения	Нет информации об электроэнергии	Выход из строя	I	I	I	На вышестоящем уровне (ведение журнала событий)	Резервирование и своевременное ТО	D	1
ТТ	Трансформатор тока		Выход из строя	I	I	I		Своевременное ТО	D	1
СЧ	Счетчик электрической энергии		Выход из строя, сбой	I	I	I		ЗИП	D	2
УСПД	RTU325 L		Выход из строя, сбой	I	I	I		ЗИП	D	2

4.1 Расчет критичности отказа для каждого элемента системы

Критичность отказа C рассчитывается как произведение $C = V_1 * V_2 * V_3$

где,

- V_1 – оценка вероятности отказа;
- V_2 – оценка последствий;
- V_3 – оценка вероятности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1

Входящие в произведение сомножители оцениваются в баллах с использованием шкалы балльных оценок из ГОСТ 27.310-95 Приложение В.

Для трансформатора напряжения критичность отказа составляет

$$C = V_1 * V_2 * V_3 = 1 * 1 * 1 = 1$$

Для трансформатора тока критичность отказа составляет

$$C = V_1 * V_2 * V_3 = 1 * 1 * 1 = 1$$

Для счетчика электрической энергии критичность отказа составляет

$$C = V_1 * V_2 * V_3 = 2 * 1 * 1 = 2$$

Для УСПД критичность отказа составляет

$$C = V_1 * V_2 * V_3 = 2 * 1 * 1 = 2$$

На основе анализа видов, последствий и критичности отказов выявлены следующие критичные элементы системы:

- Счетчик электрической энергии;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Для уменьшения времени восстановления с целью улучшения надежности АИИС необходимо обеспечение оборудования комплектом ЗИП.

4.2 Обоснование выбора ЗИП

При проектировании системы одним из наиболее эффективных и просто реализуемых методов повышения надежности является резервирование. Применим структурное (аппаратное) резервирование, которое заключается в использовании дополнительных элементов, которые в случае отказа основных могут выполнять их функции.

Наиболее подходящим способом такого резервирования в данном случае будет способ резервирования замещением (динамическое резервирование), причем резервные компоненты должны находиться в ненагруженном состоянии (ненагруженный резерв). Преимущество данного способа в том, что при хранении резервного устройства не ухудшаются его характеристики надежности, и оно может быть установлено вместо любого вышедшего из строя одностипного устройства. При этом стоимость всей системы увеличивается только на стоимость резервных устройств.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Для уменьшения времени восстановления с целью улучшения надежности АИИС необходимо обеспечение оборудования комплектом ЗИП.					
					4.2 Обоснование выбора ЗИП					
					При проектировании системы одним из наиболее эффективных и просто реализуемых методов повышения надежности является резервирование. Применим структурное (аппаратное) резервирование, которое заключается в использовании дополнительных элементов, которые в случае отказа основных могут выполнять их функции.					
					Наиболее подходящим способом такого резервирования в данном случае будет способ резервирования замещением (динамическое резервирование), причем резервные компоненты должны находиться в ненагруженном состоянии (ненагруженный резерв). Преимущество данного способа в том, что при хранении резервного устройства не ухудшаются его характеристики надежности, и оно может быть установлено вместо любого вышедшего из строя одностипного устройства. При этом стоимость всей системы увеличивается только на стоимость резервных устройств.					
					ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					Лист
										26
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Комплект ЗИП определяем из расчета критичности отказа, где выявлены следующие критичные элементы системы:

- Счетчик электрической энергии;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Рекомендуется укомплектовать состав ЗИП счетчиками электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в количестве 1 штуки.

Своевременное пополнение комплекта ЗИП повышает надежность АИИС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.Б1					Лист
										27


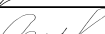
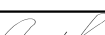
Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА

СОДЕРЖАНИЕ

1 СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	3
2 ФУНКЦИИ ЧАСТЕЙ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА			
	Разраб.	Хромов		16.01.12	АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС Описание программного обеспечения	Лит.	Лист	Листов	
	Пров.	Сахнов		16.01.12		ТП	1	6	
	Утв.	Сахнов		16.01.12		ЗАО "Электросеть"			

Перечень исходных материалов и документов, использованных при разработке «Описания программного обеспечения»

1. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования»
2. ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».
3. ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».
4. РД 50-34.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

В настоящем документе приняты следующие обозначения и сокращения:

АИИС	-	Автоматизированная измерительно-информационная
КУЭ		система коммерческого учета электроэнергии
ИВК	-	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
УСПД	-	Устройство сбора и передачи данных

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	документов».				
					В настоящем документе приняты следующие обозначения и сокращения:				
					АИИС - Автоматизированная измерительно-информационная				
					КУЭ система коммерческого учета электроэнергии				
					ИВК - Информационно-вычислительный комплекс				
					ИВКЭ - Информационно-вычислительный комплекс				
					электроустановки				
					УСПД - Устройство сбора и передачи данных				
</									

1 Структура программного обеспечения

Программное обеспечение АИИС КУЭ состоит из следующих самостоятельных частей:

- 1) программное обеспечение «Конфигуратор» для микропроцессорных счетчиков производства Нижегородского завода им. М.В. Фрунзе - уровень ИИК;
- 2) базовое программное обеспечение контроллера (УСПД) RTU-325L, производства ООО «ELSTER Метроника» - уровень ИБКЭ;
- 3) прикладное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», производства ООО «ELSTER Метроника» - уровень ИБК;
- 4) системное программное обеспечение АРМ и серверов ЦСОИ - уровни ИБК.

2 Функции частей программного обеспечения

2.1 Базовое программное обеспечение микропроцессорного счетчика СЭТ-4ТМ.03М обеспечивает настройку и функционирование в соответствии с паспортными данными и ТУ.

Базовое программное обеспечение счетчика позволяет:

- 1) программировать счетчик и считывать данные через оптопорт и интерфейс RS-485;
- 2) считывать диагностическую информацию о состоянии счетчика;
- 3) производить смену пароля и программирование сетевого адреса счетчика;
- 4) корректировать тарифное расписание счетчика или вводить новое;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА</div>					Лист
										3
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- 5) просматривать журнал событий счетчика, в т.ч. время включения/выключения питания счетчика и событие перевода времени в счетчике,
- 6) читать журнал показателей качества электроэнергии;
- 7) читать и выводить на экран векторную диаграмму токов и напряжений в реальном времени;
- 8) определять сетевые номера счетчиков в сети RS-485;
- 9) управлять режимами индикации счетчика;

2.2. Базовое программное обеспечение контроллеров (УСПД) RTU-325, обеспечивает функционирование УСПД в соответствии с эксплуатационной документацией, входящей в комплект поставки. Программное обеспечение предназначено для начальной настройки и конфигурирования УСПД на месте установки.

2.3. Прикладное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» выполняет функции сбора, обработки, хранения информации АИИС КУЭ. В состав используемого программного обеспечения «АльфаЦЕНТР» входят следующие компоненты:

1) AC_SE_5 — многопользовательская версия для центров сбора и обработки данных (на 5 пользователей). Выполняет функции параллельного опроса RTU-325 и серверов БД с использованием различных типов каналов связи и коммутационного оборудования и включает в себя:

- Коммуникационный сервер;
- Расчетный сервер;
- Модули администрирования;
- Инсталляционное ядро базы данных,
- Модули управления системой;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА				Лист
				4

- Клиентское ПО (экранные формы, графики, отчеты).

2) AC_M Monitoring — модуль мониторинга, обеспечивает редактирование электрических схем, отображения данных по фидерам (с циклом от 10 секунд до 1,3,5 мин. Рассчитывает и отображает групповые характеристики объектов (балансы, суммарное потребление и т.д.) с циклом 1,3,5,10 и 15 мин.

3) AC_T Time — модуль синхронизации времени по спутниковым часам.

Обеспечивает поддержание в системе АИИС КУЭ единого системного времени.

4) AC_Генератор отчетов — обеспечивает создания пользовательских отчетов или заполнение ранее созданного шаблона требуемыми данными из БД АльфаЦентр. Предназначен для автоматического формирования макетов.

5) AC_XML – модуль для работы на ОРЭ. Поддерживает работу со следующими макетами ОАО "АТС": 80020, 80040, 51070, 50000, 80000, 80030, 80050. Позволяет вести расчет данных по точке поставки или сальдо перетоку по формулам, передавать макеты по электронной почте с использованием ЭЦП и шифрования.

2.4. Системное программное обеспечение - предназначено для обеспечения функционирования средств вычислительной техники АИИС КУЭ.

Системное программное обеспечения состоит из операционной системы Microsoft Windows и дополнительного ПО, поставляемых совместно с операционной системой.

Системное программное обеспечение позволяет пользователю работать с текстовыми документами, электронными таблицами, отправлять и принимать электронную почту, распечатывать

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА

Лист
5

документы. Наличие системного программного обеспечения является обязательным условием возможности функционирования АРМов и прикладного программного обеспечения «АльфаЦЕНТР».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПА

Лист
6

Автоматизированная информационно-
измерительная система коммерческого учета
электрической энергии (мощности)
ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС)

Описание организационной структуры

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные документы	2
Перечень используемых сокращений и обозначений	3
1 Организационная структура	4
2 Организация подразделений	6

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					

Нормативные документы

1. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования»

2. ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Термины и определения».

3. ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

4. РД 50-36.698-90 «Информационная технология. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ</div>					Лист
										2
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Перечень используемых сокращений и обозначений

АИИС	- Автоматизированная измерительно-информационная
КУЭ	система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	- Автоматизированная система управления
АРМ	- Автоматизированное рабочее место
БД	- База данных
ИВК	- Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	- Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	- Измерительно-информационный комплекс
ИИС	- Информационно-измерительная система
ПО	- Программное обеспечение
УСПД	- Устройство сбора и передачи данных
ЦСОИ	- Центр сбора и обработки информации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ					3

1 Организационная структура

Схема организационной структуры АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ ПГУ-ТЭС в целом отражает состав подразделений филиала ОАО «МРСК Центра-«Ярэнерго», обеспечивающих функционирование АИИС КУЭ и подразделений, использующих при принятии решения информацию, полученную от АИИС КУЭ.

С целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ необходимо в подразделениях участвующих во внедрении, обслуживании технических средств, программного и метрологического обеспечения выделить дополнительный обслуживающий персонал или провести организационные мероприятия по изменению функциональных обязанностей существующего обслуживающего персонала.

Эксплуатацию системы уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК обеспечивают подразделения филиала ОАО «МРСК Центра-«Ярэнерго».

Подразделения филиала ОАО «МРСК Центра-«Ярэнерго» обеспечивают:

- общую координацию работ по созданию, внедрению, развитию и эксплуатации АИИС КУЭ;
- контроль и анализ функционирования системы;
- формирование отчетных данных;
- периодический контроль соответствия учета электроэнергии в АИИС КУЭ и показаний счетчиков;
- координацию работ по созданию, внедрению и эксплуатации каналов связи, обеспечивающих достоверную и оперативную передачу информации АИИС КУЭ;
- контроль за состоянием оборудования АИИС КУЭ (подачей питающего напряжения, соответствием индикации на лицевых панелях, описанной в эксплуатационной документации);
- периодический контроль правильности хода часов в УСПД.
- организацию и сопровождение информационного обеспечения АИИС КУЭ;
- эксплуатацию программного обеспечения ЦСОИ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ					Лист
										4
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- техническое обслуживание и ремонт программно-технического комплекса ЦСОИ, УСПД, модемов;
- метрологическое обеспечение УСПД;
- сбор, обработку и анализ информации по учету электрической энергии от счетчиков электрической энергии;
- периодический контроль поддержания реального времени и календаря в заданных пределах на всех уровнях АИИС КУЭ;
- регистрацию отказов в работе АИИС КУЭ;
- техническое обслуживание и ремонт электросчетчиков, входящих в АИИС КУЭ;
- метрологическую поверку электросчетчиков;
- методическое руководство по вопросам метрологического обеспечения производства, передачи и распределения электрической энергии при создании и эксплуатации АИИС КУЭ;
- надзор за состоянием и применением средств измерений, входящих в АИИС КУЭ, соблюдением метрологических правил и норм, нормативных документов по обеспечению единства измерений;
- выдачу обязательных предписаний, направленных на предотвращение, прекращение или устранение нарушений метрологических правил и норм в отношении АИИС КУЭ;
- проверку своевременности представления средств измерения АИИС КУЭ на поверку.

Работы, связанные с техническим обслуживанием и ремонтом оборудования АИИС КУЭ и нарушающие автоматизированный учет электроэнергии, должны проводиться по согласованию с администратором АИИС КУЭ.

Если в результате выполненных работ была произведена замена оборудования (электросчетчика, УСПД), копия акта выполненных работ предоставляется администратору АИИС КУЭ.

В своей работе по обеспечению функционирования АИИС КУЭ персонал структурных подразделений руководствуется инструкциями на выполняемые работы, проектной документацией на систему, технической и эксплуатационной документацией на компоненты АИИС КУЭ, а также должностными инструкциями разработанными и утвержденными в установленном порядке.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ

2 Организация подразделений

Расчет численности персонала на техническое обслуживание и ремонт электросчетчиков и техническое обслуживание персональных ЭВМ не производится в данном проекте, так как эти мероприятия проводятся соответствующими подразделениями филиала ОАО «МРСК Центра-«Ярэнерго».

Виды, регламент и периодичность технического обслуживания элементов системы (электросчетчиков, УСПД, аппаратуры связи) определяются заводскими инструкциями по эксплуатации отдельных устройств.

Квалификация персонала, обслуживающего технические и программные средства, должна быть достаточной для проведения регламентных работ, а также восстановительных работ при сбоях и нарушениях в системе и ее элементах.

Окончательные решения по организационной структуре принимаются руководством филиала ОАО «МРСК Центра-«Ярэнерго».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ЭС-011-4/10-АИИСКУЭ.ПВ					Лист
										6