

УТВЕРЖДАЮ
Исполнительный директор
ООО «НПО «МИР»
А.И. Рейтер



19.02.2021

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВТОРОЙ ОЧЕРЕДИ
АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС»**

АИИС КУЭ-2 АО «ЭТК»

Пояснительная записка

51648151.411711.065.П2

Начальник Управления
проектами

Д.И. Коваль


19.02.2021

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

Содержание

	Перв. примен.		4
		1.1 Наименование системы, основание для разработки	4
		1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке АИИС КУЭ, стадии выполнения ...	4
		1.3 Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ	5
		1.4 Соответствие АИИС КУЭ действующим нормам и правилам	6
		1.5 Нормативно-техническая документация	7
		1.6 Сведения о НИР, изобретениях, использованных при разработке АИИС КУЭ	7
		2 Описание процесса деятельности	8
		3 Основные технические решения	10
		3.1 Принципы построения АИИС КУЭ	10
		3.2 Уровни иерархии АИИС КУЭ	10
		3.3 Решения по средствам и способам организации связи для информационного обмена между компонентами АИИС КУЭ	13
		3.4 Режимы функционирования и диагностирование АИИС КУЭ	14
		3.5 Перспективы расширения и модернизации АИИС КУЭ	14
		3.6 Численность, квалификация и функции персонала	15
		3.7 Решения по обеспечению надежности АИИС КУЭ	16
		3.8 Комплекс технических средств АИИС КУЭ второй очереди	17
		3.9 Программное и информационное обеспечение	29
		4 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу АИИС КУЭ в действие ...	31
		4.1 Обучение и проверка квалификации персонала	31
		4.2 Мероприятия по изменению объекта автоматизации	31
		4.3 Основные решения по монтажным работам	31
		4.4 Мероприятия по приемке АИИС КУЭ в эксплуатацию	32
		4.5 Охрана труда и окружающей среды	32
		4.6 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	33
		Приложение А. Перечень принятых сокращений	34
		Приложение Б. Перечень используемых нормативных документов	36
		Приложение В. Структурная схема АИИС КУЭ АО «ЭТК»	38
		Приложение Г. Перечень объектов и точек учета электроэнергии, входящих в АИИС КУЭ АО «ЭТК»	39

51648151.411711.065.П2

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Иванова	<i>Иванова</i>	19.02.21
Пров.		Левченко	<i>Левченко</i>	19.02.21
Согласов.				
Н. контр.		Теохарова	<i>Теохарова</i>	19.02.21
Утв.				

Лит.	Стр.	Страниц
	3	40

ООО «НПО «МИР»

1 Общие положения

1.1 Наименование системы, основание для разработки

1.1.1 Наименование системы: автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии второй очереди Акционерного общества «Электротехнический комплекс» АИИС КУЭ-2 АО «ЭТК» (в дальнейшем – АИИС КУЭ).

Обозначение системы: 51648151.411711.065.

1.1.2 Технический проект на АИИС КУЭ АО «Электротехнический комплекс» выполнен на основании документов:

– договор № Э-20-046 от 30.11.2020 между АО «Электротехнический комплекс» и ООО «НПО «МИР» на выполнение проектных работ по внедрению второй очереди АИИС КУЭ АО «ЭТК»;

– «Техническое задание на выполнение проектных работ по внедрению автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии второй очереди для автоматизации процесса передачи данных с ТП-3190 10/0,4 кВ на верхний уровень для нужд АО «ЭТК».

1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке АИИС КУЭ, стадии выполнения

1.2.1 Разработчиком проектной документации АИИС КУЭ второй очереди является ООО «НПО «МИР» (РФ, г. Омск).

Реквизиты ООО «НПО «МИР» приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование реквизита	Значение реквизита
Юридический адрес	644105, РФ, г. Омск, ул. Успешная, 51
Почтовый адрес	644105, г. Омск, ул. Успешная, 51
Телефон/Факс	+7 (3812) 354-710/+7 (3812) 354-701
e-mail	mir@mir-omsk.ru
Банк и его реквизиты	Омское отделение № 8634 Сбербанка России г. Омска, БИК 045209673, к/с 30101810900000000673
Расчетный счет	40702810245000000182
ИНН	5528012370
КПП	550301001
Код по ОКОНХ	14321, 14322
Код по ОКПО	51648151

1.2.2 Заказчиком работ на выполнение проектной документации АИИС КУЭ второй очереди является АО «Электротехнический комплекс», г. Омск.

Стр.	51648151.411711.065.П2					
4		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Реквизиты АО «Электротехнический комплекс» (в дальнейшем – АО «ЭТК») приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование реквизита	Значение реквизита
Юридический адрес	644099, Россия, г. Омск, ул. Чапаева, 71
Почтовый адрес	644050, Россия, Омская обл., г. Омск, пр. Мира, 5-б
Телефон/факс	+7 (3812) 65-02-37/+7 (3812) 65-34-36
ИНН	5503068565
КПП	550301001
Банк и его реквизиты	Омское отделение № 8634 ПАО «Сбербанк России» г. Омска, БИК 045209673, к/с 30101810900000000673
Расчетный счет	40702810145000007887

1.2.3 Объем работ и сроки выполнения проектных работ второй очереди АИИС КУЭ АО «ЭТК» определяются договором на выполнение работ.

1.2.4 Выполнение комплекса работ по созданию АИИС КУЭ включают следующие основные стадии:

- разработка и согласование проектной документации;
- изготовление, комплектация оборудования и материалов, монтажные работы;
- комплексная наладка технических средств и ПО, ввод АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию;
- ввод АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию.

1.3 Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ

1.3.1 АИИС КУЭ предназначена для организации контроля коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности и автоматизации процесса сбора и передачи данных с ТП-3190 10/0,4 кВ АО «ЭТК».

1.3.2 АИИС КУЭ создается с целью организации автоматизированного измерения параметров потребления электрической энергии, повышения точности измерений электроэнергии и мощности с привязкой по времени и улучшения качества управления энергопотреблением.

1.3.3 АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующего комплекса задач:

- автоматизация сбора, обработки, хранения и представления заинтересованным пользователям текущей и отчетной информации по учету электроэнергии;
- снижение экономических затрат, связанных с выполнением функции учета собственного энергопотребления за счет автоматизации процесса сбора и обработки данных со счетчиков электрической энергии;
- определение объемов потребления электроэнергии всех розничных потребителей, присоединенных к обслуживаемым сетям;
- получение комплексной информации по учету электроэнергии для обеспечения внутренних расчетов на розничном рынке электроэнергии;

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4.11711.065.П2	Стр.
						5

- оперативный контроль над потреблением электроэнергии, полученной из сети;
- управление и контроль заявленных лимитов электропотребления;
- определение достоверности данных путем расчета балансов электроэнергии;
- определение фактических потерь электроэнергии в электрических сетях;
- мониторинг технического состояния технологического оборудования объектов энергообеспечения (контроль несанкционированного доступа, автономная работа при отсутствии основного питания);

- повышение точности измерений электроэнергии и мощности с привязкой по времени и улучшение качества управления энергопотреблением;

- определение технико-экономических показателей предприятия;

- переход на расчет за потребленную электроэнергию по дифференцированным тарифам.

1.3.4 Критерием достижения цели создания АИИС КУЭ является ввод второй очереди АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию.

1.3.5 Объектами автоматизации второй очереди АИИС КУЭ являются:

- действующая однострансформаторная ТП-3190 10/0,4 кВ (г. Омск, ул. Гуртьевской дивизии, 102), участвующая в процессе электроснабжения потребителей электроэнергии;

- удаленные абонентские присоединения (автоматизация сбора данных потребления электроэнергии абонентами, запитанными от ТП);

- центр сбора информации, организуемый в АБК АО «ЭТК», г. Омск.

Создание второй очереди АИИС КУЭ АО «ЭТК» включает следующие работы:

- организация учета электроэнергии на уровне ТП по вводу и отходящим линиям 0,4 кВ;

- организация учета электроэнергии, потребляемой абонентами, с размещением счетчиков электроэнергии наружной установки непосредственно на опорах ВЛ-0,4 кВ, от которых запитаны потребители;

- организация на ТП сбора данных с абонентских приборов учета по технологии PLC с последующей передачей данных в центр сбора информации АИИС КУЭ.

1.4 Соответствие АИИС КУЭ действующим нормам и правилам

1.4.1 АИИС КУЭ разработана в соответствии с действующими государственными нормами, правилами и стандартами.

1.4.2 В состав АИИС КУЭ включены следующие серийно выпускаемые изделия. Средства измерений, используемые при построении измерительных комплексов АИИС КУЭ, имеют свидетельства об утверждении типа средств измерений, отметки в формулярах о приемке их на предприятии-изготовителе и действующие свидетельства о поверке.

1.4.3 Трансформаторы тока выбраны в соответствии с требованиями документа «Правила устройства электроустановок» по термической и электродинамической прочности. Трансформаторы тока выполнены по ГОСТ 7746.

В состав точек учета электроэнергии входят трансформаторы тока следующих типов:

- измерительные трансформаторы тока опорные ТОП-0,66 производства ОАО «СЗТТ» (№ 47959-16 в ГРСИ РФ), устанавливаемые при создании АИИС КУЭ;

- измерительные трансформаторы тока ТОП-0,66 (существующие);

1.4.4 В качестве приборов учета электроэнергии используются:

- счетчики электрической энергии типа МИР С-07 ТУ 4228-005-51648151-2015 (в дальнейшем – счетчики МИР С-07) производства ООО «НПО «МИР», г. Омск (№ 61678-15 в ГРСИ РФ);

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
6		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

– счетчики электрической энергии типа МИР С-04 ТУ 4228-005-51648151-2015 (в дальнейшем – счетчики МИР С-04) производства ООО «НПО «МИР», г. Омск (№ 61678-15 в ГРСИ РФ).

1.4.5 Модем-коммуникатор МИР МК-01 конструктивного исполнения МИР МК-01.А ТУ 26.20.16-002-51648151-2018 (в дальнейшем – коммуникатор МК-01.А) производства ООО «НПО «МИР», г. Омск (№ 73640-18 в ГРСИ РФ), обеспечивающий ретрансляцию данных, получаемых со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 и сетям PLC и Zigbee, на уровень сбора и хранения данных АИИС КУЭ по каналу беспроводной связи GSM/GPRS.

1.4.6 Радиочасы МИР РЧ-02 ТУ 4042-002-51648151-2010, используемые в качестве источника точного времени в АИИС КУЭ (№ 46656-11 в ГРСИ РФ).

1.4.7 По способу защиты человека от поражения электрическим током технические средства АИИС КУЭ относятся к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0 и соответствуют требованиям документа «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

1.4.8 Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала – в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.3, ГОСТ 12.1.038 и ГОСТ 12.1.019.

1.4.9 В отношении электробезопасности изоляция токоведущих частей, блокировок и защитного заземления технических средств АИИС КУЭ соответствует требованиям ПУЭ, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ Р 52931, ГОСТ 22261, ГОСТ 12.1.030.

1.4.10 Технические средства АИИС КУЭ, монтируемые в шкафах, по пожаробезопасности соответствуют требованиям ГОСТ 27483, ГОСТ 27484, ГОСТ 27924.

1.4.11 Предусмотренные проектом кабельные изделия соответствуют требованиям ГОСТ 12.2.007.14, ПУЭ и требованиям по пожарной безопасности, указанным в ГОСТ 31565.

1.4.12 Материалы и конструктивные элементы, используемые в АИИС КУЭ, по пожаробезопасности и взрывобезопасности соответствуют требованиям ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.018 и ГОСТ 12.1.044.

1.5 Нормативно-техническая документация

1.5.1 Перечень принятых сокращений приведен в приложении А.

1.5.2 Перечень нормативных документов, использованных при проектировании АИИС КУЭ, приведен в приложении Б.

1.6 Сведения о НИР, изобретениях, использованных при разработке АИИС КУЭ

1.6.1 При разработке АИИС КУЭ использовались типовые решения, применяемые для автоматизации измерений электрической энергии и мощности.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4.11711.065.П2	Стр.
						7

2 Описание процесса деятельности

2.1 АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую иерархическую территориально распределенную информационно-измерительную систему, выполняющую в автоматическом режиме следующие функции:

- измерение значений потребленной активной и реактивной электроэнергии, средних значений потребленной активной и реактивной мощности за установленный интервал интегрирования (60 мин);
- автоматический по запросу сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений и оборудования (контроль несанкционированного доступа, автономная работа при отсутствии основного питания);
- автоматическое управление и контроль лимитов электропотребления (управление нагрузкой потребителей);
- синхронизация времени во всех элементах системы («привязка» измерительной и контрольной информации к шкале координированного времени UTC)
- контроль достоверности и полноты данных по всем контролируемым присоединениям;
- хранение информации в специализированной БД, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование БД), с разграничением прав доступа;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных от НСД на программном уровне;
- диагностика технических и программных средств.

2.2 В автоматизированном режиме с помощью пользователей АИИС КУЭ позволяет выполнять следующие функции:

- автоматизированный по запросу сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- считывание информации со счетчиков электроэнергии автономным способом с последующей записью в БД АИИС КУЭ;
- отображение и документирование информации по коммерческому и техническому учету энергопотребления юридическими и физическими лицами с разграничением прав доступа к информации;
- определение балансов (небалансов) электропотребления в заданные периоды времени и их сравнение с допустимыми значениями;
- управление и контроль лимитов электропотребления (управление нагрузкой потребителей) по команде оператора;
- контроль достоверности измерений;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

2.3 Функцию измерений физических величин выполняют счетчики электрической энергии путем преобразования аналоговых сигналов, поступающих с первичных измерительных датчиков тока (встроенные датчики тока или внешние измерительные трансформаторы тока), и вычисления потребленной активной и реактивной электроэнергии (мощности). Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 60 мин. Измерение почасовых объемов электрической энергии осуществляется на начало каждого часа. Счетчики автоматически записывают в память измеренные значения активной и реактивной энергии, интегрированной активной и реактивной мощности на глубину хранения не менее 150 сут. На встроенном дисплее счетчиков, применяемых для установки внутри помещений, отображается основная и вспомогательная информация. Основные и вспомогательные

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
8		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

величины, выбранные для отображения на дисплее, и их последовательность определяются при программировании счетчика. Для счетчиков наружной установки для отображения показаний электроэнергии используются выносные дисплеи потребителей.

2.4 Функцию автоматического (каждые сутки) и автоматизированного по запросу сбора результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в границах объекта автоматизации выполняет коммуникатор МК-01.А, обеспечивающий поддержку протоколов обмена используемых счетчиков и/или «прозрачный» режим передачи данных, в границах всей АИИС КУЭ – сервер (центр сбора информации АИИС КУЭ). Формирование данных учета электроэнергии (профиль мощности) обеспечивается после окончания заданного интервала интегрирования и сопровождается формированием события. Возможно как визуальное считывание информации со счетчика, так и автономное считывание через свободный цифровой интерфейс на портативный компьютер (ноутбук) путем объезда счетчиков с последующей репликацией обработанной информации в БД сервера ИВК АИИС КУЭ.

2.5 Функция управление и контроля лимитов электропотребления (управление нагрузкой потребителей) выполняется за счет реле управления нагрузкой используемых в АИИС КУЭ счетчиков. Контроль нагрузкой потребителей выполняется в двух режимах:

- автоматическое отключение потребителей 0,4 кВ в случае превышения заявленного лимита мощности (энергии) с привязкой к внутреннему суточному тарифному расписанию;
- ручное дистанционное включение/отключение потребителей 0,4 кВ по команде оператора с АРМ пользователя АИИС КУЭ или с выносного дисплея потребителя.

2.6 Функцию контроля состояния объектов (контроль НСД, автономная работа оборудования при отсутствии основного питания) выполняет коммуникатор МК-01.А через встроенные каналы ввода дискретных сигналов.

2.7 Функция контроля достоверности и полноты измерений выполняется пользователем АИИС КУЭ на основе анализа следующей информации, формируемой АИИС КУЭ:

- результаты сравнения полученных измерений с плановыми показателями и лимитами;
- состояния средств измерений (неисправность счетчиков электроэнергии, перерыв автоматического учета электроэнергии вследствие замены, поверки, калибровки счетчика и выполнения работ в измерительных цепях трансформаторов тока, длительный перерыв питания аппаратуры и т.п.).

2.8 Функция конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ выполняется в автоматизированном режиме при выполнении пусконаладочных работ и в случае необходимости внесения изменений в состав АИИС КУЭ.

2.9 Функцию хранения информации в специализированной БД, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации, выполняет сервер АИИС КУЭ.

2.10 В АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях, обработке и хранении за счет сохранения в энергонезависимой памяти приборов учета измерительной информации и журналов событий, создания резервных копий БД, применения системы паролей при организации доступа к информации и контроля открывания дверей шкафов с оборудованием АИИС КУЭ.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4.11711.065.П2	Стр.
						9

3 Основные технические решения

3.1 Принципы построения АИИС КУЭ

3.1.1 АИИС КУЭ разработана в соответствии со следующими основными принципами:

- результатами измерений АИИС КУЭ служат данные, получаемые от счетчиков по цифровым интерфейсам (RS-485, сети GSM, PLC и ZigBee);
- измерение электроэнергии и мощности, сбор, обработка, накопление, хранение, отображение и передача измеренной информации производится с помощью сертифицированных, поверенных и защищенных от НСД средств измерений;
- измерительная и контрольная информация «привязаны» к шкале координированного времени UTC; источником календарного времени в АИИС КУЭ служит эталонный источник точного времени, обеспечивающий синхронизацию системного времени со шкалой координированного времени UTC по сигналам спутниковой глобальной системы позиционирования GPS;
- АИИС КУЭ функционирует в автоматическом режиме с обеспечением защиты ПО и технических средств от НСД.

3.2 Уровни иерархии АИИС КУЭ

3.2.1 АИИС КУЭ представляет собой территориально распределенную систему с трехуровневой организацией, функционирующую круглосуточно, без постоянного присутствия специалистов по обслуживанию АИИС КУЭ на объектах.

3.2.2 Структурная схема организации второй очереди АИИС КУЭ АО «ЭТК» представлена на рисунке В.1 приложения В. Структура АИИС КУЭ обеспечивает возможность добавления новых компонентов и расширения функциональных возможностей.

3.2.3 Перечень точек учета электроэнергии, подлежащих автоматизации на этапе внедрения второй очереди АИИС КУЭ, приведен в приложении Г.

3.2.4 Перечень и состав уровней иерархии АИИС КУЭ:

- измерительно-информационные комплексы (в дальнейшем – ИИК) точек учета электроэнергии на базе многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии;
- устройство сбора и передачи данных (в дальнейшем – УСПД), обеспечивающее передачу информации с ИИК точек учета электроэнергии (каналообразующая аппаратура);
- информационно-вычислительный комплекс (в дальнейшем – ИВК) – центр сбора и обработки информации АИИС КУЭ.
- система обеспечения единства времени (в дальнейшем – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии АИИС КУЭ.

3.2.5 Уровень ИИК точек учета электроэнергии обеспечивает:

- автоматическое проведение измерений величин активной и реактивной электроэнергии в точках учета электроэнергии с интервалом интегрирования 60 мин;
- измерение времени и предоставление возможности для синхронизации времени от внешнего источника точного времени;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процесс измерения, в «журнале событий»;
- хранение результатов измерений (на глубину не менее 150 сут) и информации о состоянии средств измерений в специализированной энергонезависимой базе данных;

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
10		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

- автоматическую коррекцию (синхронизацию) системного времени с международным координированным временем спутниковой системы GPS;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к информации в электронном (на экранах мониторов АРМ) и печатном видах.

В состав ИВК АИИС КУЭ входит:

- промышленный сервер с установленным специализированным ПО, разработанным ООО НПО «МИР», реализующим основные функции АИИС КУЭ;
- АРМ пользователей (web-клиенты сервера АИИС КУЭ);
- существующие технические средства приема/передачи данных (каналообразующая аппаратура) и организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации и обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей;
- технические средства СОЕВ.

ИВК второй очереди АИИС КУЭ организуется в кабинете № 116 АБК АО «ЭТК». Серверное оборудование АИИС КУЭ размещается в существующем шкафу связи № 3 и подключается к ЛВС АО «ЭТК» и сети Интернет с использованием существующего коммуникационного оборудования.

Сервер АИИС КУЭ обеспечивает доступ к информации АИИС КУЭ по web-интерфейсу удаленным АРМ пользователя, а также в виде web-приложения, доступного с любого мобильного устройства, имеющего выход в сеть Интернет.

АРМ пользователя обеспечивает отображение на экране с возможностью оформления на бумажном носителе следующей информации:

- потребление активной и реактивной мощности за время интегрирования 60 мин в любой точке учета за заданный интервал времени (сутки, месяц и т.д.) и контроль выполнения лимитных ограничений в любой точке учета;
- показатели режимов электропотребления;
- допустимый и фактический небаланс электроэнергии за любой контролируемый интервал времени;
- управление и контроль лимитов электропотребления (управление нагрузкой розничных потребителей) по команде оператора.

3.2.8 СОЕВ функционирует на всех уровнях иерархии АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут. Синхронизация времени в сервере ИВК и БД АИИС КУЭ осуществляется посредством интегрированного эталонного источника точного календарного времени (радиочасы МИР РЧ-02), обеспечивающего синхронизацию со шкалой координированного времени UTC по сигналам спутниковых глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) по протоколу SNTP. Процедура автоматической корректировки времени соответствует ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

Синхронизация времени в УСПД от сервера ИВК АИИС КУЭ производится по протоколам обмена ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и IEC 62056 (DLMS/COSEM) с погрешностью синхронизации времени не более ± 1 с.

Синхронизация времени в счетчиках ИИК производится один раз в сутки, корректировка времени счетчика производится в случае, если расхождение времени счетчика и времени УСПД превысит $\pm 0,1$ с.

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
12		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.2.9 Структура организации комплекса технических средств АИИС КУЭ обеспечивает выполнение в автоматическом режиме следующих функций:

- измерение физических величин, характеризующих оборот товарной продукции (часовых, суточных и месячных приращений активной и реактивной электроэнергии соотнесенных с координированным времени UTC);
- формирование «журналов событий»;
- обеспечение единства времени с погрешностью не более ± 5 с в сутки;
- хранение информации в специализированной БД, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование БД), с разграничением прав доступа;
- автоматическое управление и контроль лимитов электропотребления (управление нагрузкой розничных потребителей в двух режимах – автоматическое отключение потребителей 0,4 кВ в случае превышения заявленного лимита мощности (энергии) с привязкой к внутреннему суточному тарифному расписанию и дистанционное включение/отключение потребителей 0,4 кВ по команде оператора);
- определение фактических потерь электроэнергии в электрических сетях;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных от НСД на программном уровне и аппаратном уровнях;
- диагностика технических и программных средств.

3.3 Решения по средствам и способам организации связи для информационного обмена между компонентами АИИС КУЭ

3.3.1 Коммуникатор МК-01.А в качестве УСПД с территориально удаленными счетчиками электроэнергии обеспечивает передачу информации на сервер ИВК АИИС КУЭ по каналу GSM/GPRS посредством ретрансляции данных в сетях PLC (основной канала) и ZigBee (резервный канал). Коммуникатор МК-01.А устанавливается на ТП и используется в качестве базовой станции PLC или в качестве координатора или роутера в сети ZigBee.

В качестве оператора связи GSM используется оператор, обеспечивающий покрытие сетью мобильной связи на всех объектах АИИС КУЭ и оптимальный тариф.

3.3.2 Передача информации со счетчиков, обеспечивающих учет электроэнергии на уровне ТП, осуществляется по интерфейсу RS-485 и по силовым линиям 0,4 кВ с использованием технологии PLC посредством ретрансляции данных коммуникатором МК-01.А на сервер АИИС КУЭ по каналу GSM/GPRS.

3.3.3 Сбор данных со счетчиков, установленных непосредственно на опорах ВЛ-0,4 кВ, от которых запитаны трехфазные потребители, организован по существующим электрическим сетям 0,4 кВ с использованием технологии PLC (основной канал) и беспроводной сети ZigBee (резервный канал) посредством ретрансляции данных на сервер АИИС КУЭ по каналу GSM/GPRS коммуникатором МК-01.А, установленным на ТП и используемым в качестве базовой станции.

3.3.4 Для считывания данных со счетчиков наружной установки посредством выносного дисплея потребителя ДП-01.П используется радиointерфейс.

3.3.5 Информационный обмен между ИИК точек учета и ИВК по интерфейсу RS-485 и в сетях PLC, ZigBee и GSM/GPRS организован по протоколу передачи данных IEC 62056 (DLMS/COSEM, включая российскую спецификацию СПОДЭС).

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4.11711.065.П2	Стр.
						13

3.3.6 В качестве резервного канала передачи данных от ИИК розничных потребителей на сервер ИВК предусмотрена возможность автономного сбора показаний со счетчиков через свободный цифровой интерфейс на ноутбук путем объезда ИИК потребителей один раз в месяц, с последующей репликацией обработанной информации в базу данных ИВК АИИС КУЭ.

3.3.7 Доступ сервера АИИС КУЭ к сети Интернет для организации канала связи по сети GSM/GPRS с УСПД ТП-3190 организован с использованием существующего оборудования беспроводного канала доступа к сети Интернет (канал цифровой мобильной связи GSM).

3.4 Режимы функционирования и диагностирование АИИС КУЭ

3.4.1 АИИС КУЭ и все компоненты АИИС КУЭ предназначены для непрерывной круглосуточной работы в реальном масштабе времени. Во всех режимах обеспечивается сохранность и безопасность данных, относящихся к коммерческому и техническому учету.

3.4.2 Самодиагностика АИИС КУЭ производится:

- при первоначальном запуске с выдачей соответствующей информации обслуживающему персоналу;
- в процессе работы АИИС КУЭ в фоновом режиме с выдачей соответствующей информации обслуживающему персоналу.

3.4.3 Программно-аппаратная система контроля состояния технических средств и работоспособности АИИС КУЭ обеспечивает контроль, диагностику и тестирование для обнаружения и локализации неисправностей в технических средствах в автономном режиме и в процессе функционирования ИИК и ИВК (без нарушения работоспособности комплексов) с возможностью отображения состояния технических средств.

При выявлении отказов компонентов АИИС КУЭ обеспечивается:

- сохранность целостности и корректности информации;
- восстановление работоспособности АИИС КУЭ до начала следующего расчетного периода (до начала следующих суток);
- блокировка ложной информации при любых аварийных ситуациях.

3.4.4 Программно-технические средства АИИС КУЭ обеспечивают контроль перехода оборудования на автономную работу с питанием от источника питания постоянного тока и передачу соответствующих сигналов на уровень сбора данных АИИС КУЭ.

3.5 Перспективы расширения и модернизации АИИС КУЭ

3.5.1 Структура АИИС КУЭ и все ее уровни организованы с учетом возможности поэтапного развития системы как в сторону увеличения количества объектов автоматизации и объема контролируемых параметров, так и в сторону развития функций.

3.5.2 АИИС КУЭ обеспечивает возможность развития в следующих направлениях:

- увеличение количества объектов и точек учета электроэнергии (ТП, абоненты (физические и юридические лица) и т.п.);
- расширение номенклатуры используемых интеллектуальных устройств;
- увеличение количества каналов ввода/вывода (объем собираемых данных телеизмерений и телесигнализации);
- изменение периода сбора данных с устройств;
- изменение типа канала связи;
- увеличение количества пользователей;

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
14		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

– эксплуатационная проверка – плановый периодический контроль персоналом исправной работы технических средств в соответствии с инструкциями по обслуживанию, сравнение текущих показаний на всех уровнях системы;

– внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей, заключающееся в поиске и устранении неисправностей допущенным для этих работ персоналом.

3.6.7 Виды технического обслуживания технических средств АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Вид технического обслуживания	Периодичность проведения	Кто проводит
Технический осмотр	Один раз в месяц	Эксплуатационный (обслуживающий) персонал
Эксплуатационная проверка	Один раз в год	Эксплуатационный (обслуживающий) персонал
Внеплановое обслуживание	При возникновении необходимости	Эксплуатационный (обслуживающий) персонал

Данные ежедневного и технического осмотров должны фиксироваться оперативно-эксплуатационным персоналом в регистрационном журнале.

3.7 Решения по обеспечению надежности АИИС КУЭ

3.7.1 Принятые решения по выбору программно-технических средств и организации эксплуатации АИИС КУЭ обеспечивают выполнение требований по надежности в соответствии с техническими требованиями, предъявляемыми к системе.

3.7.2 Надежность АИИС КУЭ обеспечивается:

- надежностью счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ и оборудования СОЕВ;
- резервированием питания оборудования на уровне объекта;
- резервным копированием ПО и БД;
- наличием комплекта ЗИП.

3.7.3 Надежность КУЭ определяется как совокупность надежности измерительных ТТ и счетчиков. В качестве показателей надежности измерительных ТТ в соответствии с ГОСТ 7746 выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.

Показатели надежности используемых в составе АИИС КУЭ измерительных ТТ:

- средняя наработка до отказа – не менее 400000 ч;
- средний срок службы – не менее 25 лет.

Показатели надежности используемых счетчиков электроэнергии:

- средняя наработка на отказ – не менее 290000 ч;
- средний срок службы – 30 лет.

3.7.4 Показатели надежности УСПД:

- средняя наработка до отказа – не менее 290000 ч;
- коэффициент готовности – 0,99;
- срок службы – не менее 30 лет.

3.7.5 Показатели надежности ИВК:

- коэффициент готовности – 0,99;
- среднее время восстановления – 1 ч.

3.7.6 Показатели надежности СОЕВ:

- коэффициент готовности – 0,95;
- среднее время восстановления – 168 ч.

3.7.7 Установленный полный срок службы АИИС КУЭ – не менее 12 лет.

3.7.8 Надежность ПО АИИС КУЭ определяется интенсивностью перезапусков (перезагрузок) ПО. Оценка значений интенсивности и длительности перезапусков ПО производится по результатам наблюдения за работой компонентов АИИС КУЭ в ходе опытной эксплуатации.

3.7.9 Принятые решения по выбору программно-технических средств и организации эксплуатации АИИС КУЭ обеспечивают выполнение требований по надежности. Для обеспечения надежности АИИС КУЭ выбрано оборудование, сертифицированное и внесенное в ГРСИ РФ, предусмотрен комплект ЗИП.

3.8 Комплекс технических средств АИИС КУЭ второй очереди

3.8.1 КТС ИВК и размещение технических средств на объекте

3.8.1.1 Технические средства, используемые для организации ИВК второй очереди АИИС КУЭ, размещаются в существующих шкафах связи.

В состав КТС ИВК входят:

- сервер HPE ProLiant DL380G10;
- плата двухпортовая низкопрофильная RS-232/485 для шины PCI Express MOXA CP-132EL-DB9M для расширения интерфейсов сервера АИИС КУЭ при подключении радиочасов МИР РЧ-02;
- блок питания Mean Well DR-15-24, обеспечивающий бесперебойным напряжением питания 24 В радиочасы МИР РЧ-02;
- фильтр сетевой (существующий) для подключения серверного оборудования к электрической сети напряжением 220 В;
- оборудование СОЕВ (радиочасы МИР РЧ-02 в комплекте со спутниковой антенной);
- коммутатор D-Link DGS-1210-52 (существующий), обеспечивающий подключение сервера АИИС КУЭ к ЛВС АО «ЭТК» и оборудованию канала беспроводного доступа к сети Интернет для организации связи с ТП-3190 по сети GSM/GPRS.

3.8.1.2 Сервер АИИС КУЭ – новый высокопроизводительный, полностью укомплектованный и сконфигурированный сервер HPE ProLiant DL380G10.

На сервере АИИС КУЭ установлены ОС Microsoft Windows Server, СУБД Microsoft SQL Server и прикладное ПО, обеспечивающее выполнение функций АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ обеспечивает доступ к информации АИИС КУЭ по web-интерфейсу удаленным АРМ пользователя, а также в виде web-приложения, доступного с любого мобильного устройства, имеющего выход в сеть Интернет. Управление работой сервера АИИС КУЭ, конфигурирование ИВК при наладке и контроль состояния ИВК в процессе эксплуатации также производятся по web-интерфейсу с удаленных АРМ пользователя.

3.8.1.3 В состав оборудования СОЕВ входят радиочасы МИР РЧ-02 в комплекте со спутниковой антенной.

Радиочасы МИР РЧ-02 предназначены для приема сигналов спутниковой системы GPS, формирования и выдачи последовательного временного кода (информации о текущих значениях времени суток и календарной дате). ПО сервера ИВК АИИС КУЭ один раз в секунду корректирует системное время сервера ИВК в соответствии с информацией, получаемой от радиочасов МИР РЧ-02. В свою очередь, системное время сервера является источником

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						17

синхронизации времени остальных технических средств АИИС КУЭ. Процедура корректировки соответствует протоколу ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

Радиочасы МИР РЧ-02 подключаются к серверу АИИС КУЭ с использованием платы МОХА СР-132ЕL-DB9М.

3.8.1.4 Структурная схема ИВК и план расположения оборудования приведены в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии второй очереди Акционерного общества «Электротехнический комплекс» АИИС КУЭ-2 АО «ЭТК». Информационно-вычислительный комплекс. Рабочая документация» 51648151.411711.065.РЧ.01.

3.8.1.5 Серверное оборудование АИИС КУЭ второй очереди размещается в существующем шкафу связи № 3 в кабинете № 116 АБК АО «ЭТК».

Сервер АИИС КУЭ подключается к существующей ЛВС АО «ЭТК» через существующий коммутатор D-Link DGS-1210-52, установленный в существующем шкафу связи № 2.

3.8.1.6 Радиочасы МИР РЧ-02 крепятся на внешнюю стену здания АБК, соответствующую внешней стене кабинета № 116. Подключение радиочасов МИР РЧ-02 к серверу АИИС КУЭ по интерфейсу RS-485 с использованием платы МОХА СР-132ЕL-DB9М выполнено кабелем UNITRONIC Li2YCYv 2×2×0,22 с низкой емкостью.

3.8.2 КТС уровня сбора и передачи данных

3.8.2.1 Технические средства, обеспечивающие организацию сбора и передачи данных со счетчиков, установленных в точках учета электроэнергии второй очереди АИИС КУЭ, включают следующее оборудование:

- шкаф приборов М11.026.00.000-199, предназначенный для размещения на ТП-3190 УСПД, счетчиков и источника гарантированного питания;
- модем-коммуникатор МИР МК-01.А-Е/Г/Р/Р/З1-ИП24-3ТС24/SD (размещенный в шкафу приборов), обеспечивающий ретрансляцию данных, получаемых со счетчиков электроэнергии по интерфейсам RS-485, PLC и ZigBee, контроль состояния объектов (НСД, автономная работа) и передачу измерительной информации и контрольной информации на сервер ИВК АИИС КУЭ по каналу GSM/GPRS;
- блок питания МИР БП-16 М19.017.00.000 (в дальнейшем – блок питания БП-16), обеспечивающий питание коммуникатора МК-01.А гарантированным стабилизированным напряжением 24 В постоянного тока и автономную работу при аварии питающей сети;
- выключатель автоматический трехполюсный ВА47-29 3Р 3А ТУ 2000 АГИЕ641.235.003, обеспечивающий коммутацию и защиту от повреждений цепей питания шкафа приборов от силовой сети переменного тока напряжением 0,4 кВ;
- антенны Антей 905 SMA для приема и передачи сигналов в диапазоне рабочих частот GSM 900/1800 МГц коммуникатором МК-01.А, установленным на ТП в шкафу приборов;
- антенна всенаправленная АХ-2408R для работы в диапазоне частот от 2400 до 2483,5 МГц самоорганизующейся беспроводной сети ZigBee и формирования радиальной зоны обслуживания от базовой станции (коммуникатор МК-01.А);
- два обогревателя TDM Electric SQ0832-0006 и термостат КТО 011 (в составе шкафа приборов) для предотвращения образования конденсата и поддержания постоянной температуры в шкафу приборов;

Стр.	51648151.411711.065.П2					
18		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

- выключатель автоматический трехполюсный ВА 47-29 3Р 2А (в составе шкафа приборов), обеспечивающий коммутацию цепей питания от трехфазной силовой сети переменного тока напряжением 0,4 кВ с интерфейсом PLC и защиту от перегрузки по току;
- выключатель автоматический двухполюсный ВА 47-29 2Р 4А (в составе шкафа приборов) для включения/отключения обогрева.

3.8.2.2 Шкаф приборов, предусмотренный в составе технических средств АИИС КУЭ, представляет собой однодверный шкаф, выполненный в металлическом корпусе с настенным креплением и габаритными размерами 400×300×200 мм. Оборудование внутри шкафа размещается на монтажной панели. Двери шкафа закрываются на ключ, что обеспечивает дополнительную защиту оборудования от НСД; контроль состояния двери шкафа (открыта/закрыта) обеспечивается установленным микропереключателем. Для предотвращения образования конденсата и поддержания постоянной температуры в шкафу приборов установлены обогреватели TDM Electric SQ0832-0006 и термостат КТО 011.

3.8.2.3 Коммуникатор МК-01.А в составе технических средств АИИС КУЭ в качестве УСПД обеспечивает:

- интерфейс доступа к информации подключенных приборов учета электроэнергии по цифровым интерфейсам RS-485, PLC и ZigBee;
- автоматический сбор и передачу данных с территориально удаленных интеллектуальных устройств в центр сбора информации АИИС КУЭ по каналу GSM/GPRS;
- синхронизацию внутреннего времени по внешнему источнику точного времени и синхронизацию времени подключенных к нему счетчиков электроэнергии;
- контроль автономной работы оборудования при отсутствии основного питания и контроль открывания двери шкафа приборов;
- управление предельной мощностью нагрузки с возможностью отключения/включения потребителей с использованием реле в составе приборов учета.



Внешний вид модема-коммуникатора МИР МК-01.А

Коммуникатор МК-01.А конструктивно состоит из корпуса, батарейного отсека и крышки зажимов. На лицевой панели корпуса расположены индикаторы и оптический порт. Батарейный отсек для установки литиевой батареи типоразмера AA/2 расположен под лицевой панелью, что позволяет в процессе эксплуатации коммуникатора заменить батарею без нарушения пломбы предприятия-изготовителя и поверителя. Батарейный отсек пломбируется эксплуатирующей организацией либо отдельно, либо вместе с крышкой зажимов. Под крышкой зажимов расположены разъемы для подключения к силовой сети 0,4 кВ с интерфейсом PLC, вторичному источнику питания 24 В постоянного тока и соединители для подключения интерфейса RS-485 и антенны интерфейса GSM.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						19

Коммуникатор МК-01.А полностью отвечает требованиям к коммуникационному оборудованию и обеспечивает:

- организацию двустороннего информационного обмена с ИВК и интеллектуальными устройствами с передачей результатов измерений, данных телесигнализации, состояний средств измерения, обобщенных сигналов неисправности технических средств, диагностической информации по протоколам IEC 62056 (DLMS/COSEM, включая российскую спецификацию СПОДЭС), ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

- поддержку протоколов обмена данными с интеллектуальными устройствами DLMS/COSEM (опрос приборов учета), MODBUS RTU (опрос внешних модулей ввода-вывода);

- прямой канал доступа к приборам учета в «прозрачном» режиме (в том числе для удаленного изменения конфигурации) без перекоммутации интерфейсных кабелей;

- наличие нескольких интерфейсов связи (RS-485, Ethernet, GSM, PLC, ZigBee);

- возможность развертывания самоорганизуемой сети связи с территориально удаленными объектами (трансформаторными подстанциями) интерфейсу PLC по линиям электропередачи 10(6)/0,4 кВ;

- автоматическое обнаружение приборов учета в сетях PLC и ZigBee с включением в схему опроса и автоматическое резервированное переключение интерфейсов опроса приборов учета, ведение журнала обнаруженных приборов учета в энергонезависимой памяти;

- поддержка работы с двумя SIM-картами в сети оператора GSM;

- возможность обработки дискретных сигналов (наличие встроенных каналов ввода дискретных сигналов гальванически изолированных от остальных цепей);

- энергонезависимое хранение данных с результатами измерений приборов учета не менее 90 сут и данных о состоянии средств и объектов измерений до 10 лет;

- ведение журналов событий с регистрацией времени и даты фактов параметрирования, коррекции времени как самого устройства, так и подключенных приборов учета, фактов связи с устройством, приведшим к обновлению данных, фактов отключения питания, перезапуска, результатов самодиагностики;

- внешнее питание от гарантированного источника питания напряжением 24 В постоянного тока;

- информационную безопасность, безопасную работу в публичных и закрытых сетях связи, в том числе использование канала GSM с поддержкой защищенного канала;

- защиту от несанкционированного доступа как аппаратными, так и программными средствами с регистрацией событий;

- возможность управления коммутационными аппаратами с применением внешних модулей ввода-вывода;

- управление предельной мощностью нагрузки с возможностью отключения/включения потребителей с использованием реле в составе приборов учета;

- возможность эксплуатации как в стационарных условиях в закрытых помещениях, так и в шкафах наружной установки;

- удаленное конфигурирование посредством специализированного ПО (наличие конфигуратора и web-конфигуратора).

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
20		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Основные технические и эксплуатационные характеристики коммуникатора МК-01.А модификации **МК-01.А-Е/Г/Р/Р/З1-ИП24-ЗТС24/SD**:

№	Параметр	Значение
Конструктивные характеристики		
1	Габаритные размеры	132×190×76 мм
2	Масса, не более	0,7 кг
3	Степень защиты от проникновения пыли и воды	IP51 по ГОСТ 14254
4	Особенности монтажа	DIN-рейка с двумя отверстиями (35x27x7,5 DIN EN 60715 solid)
Эксплуатационные характеристики		
5	Диапазон рабочих температур:	от минус 40 до плюс 60 °С
6	Номинальное напряжение питания	24 В от вторичного источника питания постоянного тока
7	Максимальная потребляемая мощность, не более:	10 Вт по источнику питания 24 В постоянного тока
8	Коммуникационные интерфейсы:	2 интерфейс RS-485
		2 интерфейса Ethernet
		оптический интерфейс
		интерфейс PLC версии 0 (технология Y-NET)
9	Протоколы обмена данными с интеллектуальными устройствами	интерфейс ZigBee версии 0 (технология ZigBee 2007 г.)
		IEC 62056 (DLMS/COSEM, включая российскую спецификацию СПОДЭС) при подключении приборов производства ООО «НПО «МИР» в «прозрачном» режиме при подключении приборов сторонних производителей
10	Протоколы обмена с уровнем сбора и управления	IEC 62056 (DLMS/COSEM, включая российскую спецификацию СПОДЭС) по сети GSM
		IEC 60870-5-104 по сети Ethernet
11	Индикация:	Светодиодная индикация режимов работы: <ul style="list-style-type: none"> • наличие питания (сеть); • режим работы (статус); • передача/прием данных по интерфейсу RS-485; • передача данных по сети Ethernet; • состояние в сети GSM; • состояние сети ZigBee и приема/передачи данных по интерфейсу ZigBee; • состояние сети PLC и приема/передачи данных по интерфейсу PLC
12	Конфигурирование	Программа-конфигуратор (поставляется на установочном диске, доступна для скачивания по адресу адресу http://mir-omsk.ru/support/downloads/)
13	Средняя наработка на отказ	290000 ч

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						21

№	Параметр	Значение
14	Среднее время восстановления работоспособности	1 ч
<u>Характеристики интерфейса GSM</u>		
15	Стандарты подвижной связи	2G (CSD, GPRS)
16	Количество SIM-карт	2
17	Скорость передачи данных	CSD – 9,6 кБит/с GPRS – до 171,2 кБит/с
18	Режимы работы модуля GSM (конфигурируется)	«1 CSD, 1 Сервер, 4 Клиента» «0 CSD, 5 Серверов, 4 Клиента»
19	Количество одновременно входящих/исходящих TCP/IP-соединений	Определяется выбранным режимом работы
20	Активация исходящих TCP/IP-соединений	По дозвону или по включению
<u>Характеристики интерфейса PLC</u>		
21	Технология PLC	Mesh-сеть по технологии Y-NET; вид модуляции DCSK
22	Режим работы в сети PLC	«Базовая станция» или «Удаленная станция»
23	Скорость передачи данных	625 или 2500 бит/с (автоматический выбор)
24	Диапазон рабочих частот	от 20 до 80 кГц
25	Уровень выходного сигнала PLC на эквиваленте силовой сети сопротивлением 5 Ом	1,4 В
26	Уровень входного сигнала PLC, при котором обеспечивается прием	не более 1,0 мВ
27	Количество ретрансляций	7
<u>Характеристики интерфейса ZigBee:</u>		
28	Технология ZigBee	Mesh-сеть по технологии ZigBee 2007 г.
29	Режимы работы в сети ZigBee	«Базовая станция» или «Удаленная станция»
30	Максимальное число устройств в сети	80
31	Скорость передачи данных	250 кбит/с
32	Диапазон рабочих частот	от 2400 до 2483,50 МГц
33	Мощность несущей частоты передатчика ZigBee	100 мВт
34	Количество частотных каналов в сети ZigBee	16
<u>Каналы дискретного ввода</u>		
35	Количество каналов ТС	2 (гальванически изолированные)
36	Номинальное напряжение каналов ТС	24 В постоянного тока

Конфигурирование коммуникатора МК-01.А осуществляется программой КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА через любой из интерфейсов.

3.8.2.4 Ионисторный блок питания БП-16 в составе технических средств АИИС КУЭ обеспечивает питание коммуникатора МК-01.А гарантированным стабилизированным напряжением 24 В постоянного тока и автономную работу при аварии питающей сети.



Внешний вид блока питания БП-16

Электропитание блока БП-16 осуществляется от сети переменного тока частотой 50 Гц напряжением 230 В или сети постоянного тока напряжением 230 В.

В качестве накопителя энергии (аккумулятора) в блоке питания БП-16 используются ионисторы.

Блок питания БП-16 обеспечивает автономную работу при аварии питающей сети (в том числе при прерывании, провале и выбросе напряжения питающей сети) не менее 120 с при полностью заряженных ионисторах.

Сигнал автономной работы, формируемый блоком питания БП-16, подается на дискретный вход коммуникатора МК-01.А с последующей передачей на верхний уровень сбора данных АИИС КУЭ.

Блок питания БП-16 обеспечивает индикацию режимов состояния (работа от питающей сети, процесс зарядки и уровень зарядки, автономная работа).

Блок питания БП-16 представляет собой конструктивно законченное изделия в негорючем пластиковом корпусе. Габаритные размеры – не более 108×90×75 мм; масса – не более 0,45 кг.

Блок питания БП-16 предназначен для эксплуатации в стационарных условиях в закрытых помещениях либо в шкафах наружной установки.

3.8.2.5 Шкаф приборов крепится к стене РУ-0,4 кВ ТП-3190 с помощью кронштейнов, которые входят в состав комплекта монтажных частей. Для удобства монтажа кронштейны могут крепиться к шкафу горизонтально, либо вертикально. Шкаф приборов подключается к трехфазной силовой сети переменного тока напряжением 0,4 кВ через трехполюсный автоматический выключатель с помощью силового кабеля ВВГнг(А)-LS 5×1,5.

3.8.2.6 Антенна GSM Антей 905 SMA коммуникатора МК-01.А, выполненная на магнитной базе (с кабелем 3 метра и разъемом SMA), устанавливается на шкаф приборов. Антенна беспроводной сети ZigBee коммуникатора МК-01.А крепится на внешнюю стену ТП-3190 вблизи места размещения шкафа приборов в РУ-0,4 кВ.

3.8.3 КТС ИИК и размещение технических средств на объектах

3.8.3.1 В состав КТС ИИК входят:

- четыре счетчика трехфазных трансформаторного включения МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D, установленные в шкафу приборов в РУ-0,4 кВ ТП-3190 для организации коммерческого учета электроэнергии на вводе 0,4 кВ и отходящих линиях 0,4 кВ;

- четыре счетчика непосредственного включения трехфазных МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D, установленных на опорах ВЛ-0,4 кВ и предназначенных для организации учета электроэнергии, потребляемой отдельными абонентами;

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						23

– четыре выносных дисплея потребителей ДП-01.П, предназначенных для отображения показаний электроэнергии и других измеряемых параметров от удаленных счетчиков электрической энергии МИР С-04, а также для удаленного управления нагрузкой потребителя через счетчики;

– трансформаторы тока ТОП-0,66 существующие и вновь устанавливаемые для подключения трехфазных счетчиков МИР С-07 (характеристики ТТ приведены в приложении Г);

– вторичные измерительные цепи от трансформаторов тока до счетчиков;

– коробки испытательные переходные, предназначенные для подключения образцового счетчика и возможности пломбирования измерительных цепей счетчика для защиты от НСД;

– выключатели автоматические, обеспечивающие защиту цепей напряжения питания счетчиков от повышенного напряжения и повреждений при коротком замыкании во вторичных цепях.

3.8.3.2 Измерительные трансформаторы тока предназначены для формирования аналоговых сигналов, характеризующих значения входного тока в соответствии с установленными коэффициентами трансформации и заданным классом точности (в диапазоне нагрузок). Проектом предусмотрена установка измерительных трансформаторов тока опорных ТОП-0,66 в точках учета по 0,4 кВ (на вводе и отходящей линии, к которой подключены потребители).

3.8.3.3 Счетчики МИР С-04 и МИР С-07 соответствуют общим требованиям ГОСТ 31818.11; при измерении активной энергии требованиям ГОСТ 31819.21; при измерении реактивной энергии требованиям ГОСТ 31819.23. Счетчики электроэнергии МИР С-07 и МИР С-04 обеспечивают аналого-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения и расчет данных о потребленной электроэнергии и мощности с привязкой к шкале UTC.

3.8.3.4 Счетчик МИР С-04 предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента активной мощности, частоты, среднеквадратических значений напряжения и силы тока в трехфазных четырехпроводных или в однофазных цепях переменного тока, а также для измерения показателей качества электрической энергии.

3.8.3.5 Счетчик трехфазный непосредственного включения МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D наружной установки предназначен для монтажа на опорах или крепления на стене (наличие символа «Е» в коде счетчика).

Корпус счетчика МИР С-04 для наружной установки состоит из корпуса и крышки зажимов, изготовленных из ударопрочного пластика, устойчивого к ультрафиолетовому излучению. Крышка зажимов из прозрачного пластика закрывает контактную колодку с силовыми зажимами и концы подключенных внешних проводов. Под крышкой зажимов расположен батарейный отсек сменной батареи, а также отсек для установки дополнительных модулей. Контактная колодка счетчика выполнена из огнестойкого пластика, не поддерживающего горение.

Счетчик МИР С-04 для наружной установки поставляется с комплектом монтажных частей, предназначенным для установки на опору или для крепления к стене.



Внешний вид счетчика МИР С-04 наружной установки

Функциональные возможности и основные характеристики счетчика
МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D:

- организация многотарифного учета электроэнергии – до 4 тарифов в 12 тарифных зонах;
- фазный учет электроэнергии (возможность применения как однофазного счетчика с одновременным подключением от одного до трех потребителей);
- класс точности при измерении активной/реактивной энергии – 1/1;
- глубина хранения результатов измерений активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направлений нарастающим итогом – посуточно 377 суток (по каждой фазе), 431 суток (суммарно по трем фазам), ежемесячно в течение 227 месяцев;
- формирование четырех массивов срезов мощности (активной прямого и обратного направлений, реактивной прямого и обратного направлений с задаваемым при конфигурировании интервалом интегрирования из ряда 1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60 мин);
- глубина хранения массивов срезов мощности – не менее 262 для интервала интегрирования 60 мин;
- измерение показателей качества электроэнергии по классу S согласно ГОСТ 30804.4.30;
- регистрация событий с фиксацией в журнале событий с меткой времени;
- межповерочный интервал – 16 лет;
- номинальное фазное/линейное напряжение – 3×230/400 В;
- базовый (максимальный) ток – 5 (100) А;
- коммуникационные интерфейсы – PLC, ZigBee (ZigBee Pro v3.0 2015 г.) и радиointерфейс (буквы «P», «Z1» и «F» в коде обозначения счетчика), оптический порт;
- возможность отключения нагрузки с помощью встроенного реле управления нагрузкой (буква «K» в коде обозначения счетчика);
- протокол обмена – DLMS/COSEM (буква «D» в коде обозначения счетчика);
- наличие программы для конфигурирования счетчика по любому доступному интерфейсу связи (программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА);
- активная (полная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения – не более 2 Вт (10 В·А);
- полная мощность, потребляемая каждой цепью тока – не более 1 В·А;
- диапазон рабочих температур при наружной установке – от минус 40 до плюс 70 °С;
- габаритные размеры при наружной установке – не более 211×225×111 мм;
- масса – не более 1,8 кг.
- наличие датчика вскрытия крышек для контроля НДС;
- наличие датчика контроля температуры воздуха внутри счетчика.

Счетчики МИР С-04 обеспечивают возможность отключать нагрузку с помощью встроенного силового реле управления нагрузкой (буква «K» в коде обозначения счетчика):

- по команде диспетчера, переданной по интерфейсу счетчика (дистанционное отключение нагрузки);
- при превышении допустимого, заданного при конфигурировании, лимита потребляемой активной мощности (локальное (местное) отключение нагрузки);
- при превышении заданного при конфигурировании порога по напряжению (локальное отключение нагрузки);
- при превышении заданного при конфигурировании порога (лимита) по току (локальное отключение нагрузки);
- при превышении допустимого значения температуры (выше 85 °С) внутри корпуса счетчика (аварийное отключение нагрузки);
- при длительном воздействии внешнего магнитного поля (локальное отключение нагрузки).

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						25

Разрешение или запрет контроля над превышением лимита активной мощности, порога по току, по напряжению или длительности воздействия внешнего магнитного поля устанавливается при конфигурировании счетчиков, при этом отключение нагрузки по команде диспетчера доступно и при запрете контроля, при условии активации разрешения управления нагрузкой при конфигурировании. Возможность ручного отключения нагрузки и количество ручных включений нагрузки в сутки задается при конфигурировании счетчика.

При отключении нагрузки по превышению лимита потребленной энергии за сутки сигнал на разрешение включения нагрузки формируется по наступлению следующих суток.

Состояние реле управления нагрузкой (включено/отключено) отображается на дисплее счетчика МИР С-04 при входе в режим управления нагрузкой.

Локальное отключение нагрузки происходит в автоматическом режиме сразу же после превышения порога, если отслеживание ведется по мгновенному значению контролируемой величины. При отслеживании по усредненному значению контролируемой величины время автоматического отключения нагрузки зависит от заданного времени усреднения, и составляет не более двукратного времени усреднения.

Встроенный датчик магнитного поля позволяет регистрировать воздействие на счетчик МИР С-04 внешнего магнитного поля, с измерением величины магнитного потока, превышающего допустимые значения. По данным, полученным с датчика магнитного поля, счетчик МИР С-04 может отключать потребителя, используя встроенное силовое реле, либо выдавать сигнал отключения на встроенное дополнительное реле (задается на этапе конфигурирования).

Счетчик МИР С-04 имеет защиту от несанкционированного доступа и хищений электроэнергии. Защита обеспечивается на аппаратном и программном уровнях. Защита на аппаратном уровне осуществляется с помощью пломбирования, использования датчиков вскрытия крышек, датчика магнитного поля и контроля тока в нейтрали.

Счетчики МИР С-04 с функцией контроля тока в нейтрали (буква «N» в коде обозначения счетчика) вычисляет дифференциальный ток между фактическим током нейтрали и его расчетным значением на основе токов фаз. Наличие дифференциального тока позволяет предположить нарушение схемы включения с целью хищения электроэнергии.

Для считывания информации со счетчика МИР С-04 наружной установки используется дисплей потребителя МИР ДП-01.П.

Радиоинтерфейс счетчика МИР С-04 также предназначен для дистанционного конфигурирования счетчика через RF модем МИР МБ-02 М13.012.00.000.

3.8.3.6 Счетчик МИР С-07 предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента активной мощности, частоты, среднеквадратических значений напряжения и силы тока в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока, а также для измерения показателей качества электрической энергии.

Счетчики МИР С-07 предназначены для эксплуатации в стационарных условиях в закрытых помещениях либо для наружной установки в специализированном шкафу.



Внешний вид счетчика МИР С-07

Стр.	51648151.411711.065.П2					
26		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Корпус счетчика МИР С-07 для внутренней установки изготовлен из ударопрочного полистирола и состоит из основания, лицевой крышки и крышки зажимов. Верхняя часть лицевой крышки (прозрачная крышка) изготовлена из ударопрочного прозрачного пластика и является съемной. Под прозрачной крышкой закреплена этикетка счетчика. Под этикеткой расположен батарейный отсек для установки литиевой батареи, которая может быть установлена и заменена в процессе эксплуатации счетчика без снятия счетчика с эксплуатации. Контактная колодка счетчика закрыта крышкой зажимов из прозрачного пластика. Контактная колодка счетчика выполнена из огнестойкого пластика, не поддерживающего горение.

Функциональные возможности и основные характеристики счетчика МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D:

- организация многотарифного учета электроэнергии – до 4 тарифов в 12 тарифных зонах;
- фазный учет электроэнергии (возможность применения как однофазного счетчика с одновременным подключением от одного до трех потребителей);
- класс точности при измерении активной/реактивной энергии – 0,5S/1;
- глубина хранения результатов измерений активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направлений нарастающим итогом – посуточно 377 суток (по каждой фазе), 431 суток (суммарно по трем фазам), ежемесячно в течение 227 месяцев;
- формирование четырех массивов срезов мощности (активной прямого и обратного направлений, реактивной прямого и обратного направлений с задаваемым при конфигурировании интервалом интегрирования из ряда 1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60 мин);
- глубина хранения массивов срезов мощности – не менее 262 суток для интервала интегрирования 60 мин соответственно;
- измерение показателей качества электроэнергии по классу S согласно ГОСТ 30804.4.30;
- регистрация событий с фиксацией в журнале событий с меткой времени;
- межповерочный интервал – 16 лет;
- среднее время наработки на отказ – не менее 290000 ч
- номинальное фазное/линейное напряжение – 3×230/400 В;
- номинальный (максимальный) ток – 5 (10) А;
- коммуникационные интерфейсы – RS-485 (буква «R» в коде обозначения счетчика), оптический порт;
- протокол обмена – DLMS/COSEM/СПОДЭС;
- наличие программы для конфигурирования счетчика по любому доступному интерфейсу связи (программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА);
- активная (полная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения – не более 1 Вт (10 В·А);
- полная мощность, потребляемая каждой цепью тока – не более 1 В·А;
- диапазон рабочих температур – от минус 40 до плюс 60 °С;
- габаритные размеры – не более 285×168×63 мм;
- масса – не более 1,2 кг.
- наличие клавиатуры с тремя кнопками управления;
- наличие встроенного дисплея для отображения данных (графический или символьный);
- наличие датчика вскрытия крышек для контроля НДС;
- наличие датчика контроля температуры воздуха внутри счетчика.

Счетчики МИР С-04 и МИР С-07 подлежат поверке. Счетчики, прошедшие поверку, имеют навесную пломбу предприятия-изготовителя и навесную пломбу с оттиском поверительного клейма на головках пломбировочных винтов, крепящих лицевую крышку к основанию (под крышкой зажимов) счетчика, применяемого внутри помещения или

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						27

установленного в шкафу, и крепящих колодку с силовыми зажимами к корпусу счетчика для наружной установки. Пломбирующая наклейка, устанавливаемая после первичной поверки до ввода в эксплуатацию, находится на корпусе счетчиков МИР С-04 и под крышкой зажимов счетчика МИР С-07. Крышка зажимов, лицевая крышка счетчика, а также батарейный отсек пломбируются навесными пломбами.

3.8.3.7 Дисплей потребителя МИР ДП-01.П используется для отображения показаний электроэнергии и других измеряемых параметров от удаленных счетчиков электрической энергии МИР С-04, дистанционного управления нагрузкой через встроенное реле счетчика и отображения результатов самодиагностики как самого дисплея, так и счетчика.

Связь дисплея потребителя ДП-01.П со счетчиками производится по радиointерфейсу.

Дисплей потребителя ДП-01.П относится к техническим средствам, предназначенным для передачи и приема радиоволн на короткие расстояния, работающим в частотном диапазоне от 868,7 до 869,2 МГц при мощности излучения менее 25 мВт, которые не требуют специального разрешения на использование радиочастотных каналов (решение ГКРЧ № 07-20-03-001 от 07.05 2007 приложение 11).



Внешний вид дисплея потребителя МИР ДП-01.П

Дисплей потребителя ДП-01.П предназначен для эксплуатации в закрытых помещениях.

Дисплей потребителя ДП-01.П выполнен в пластиковом переносном корпусе. Степень защиты корпуса от проникновения твердых тел и воды – IP40 по ГОСТ 14254. На задней панели дисплея расположен батарейный отсек для установки двух элементов питания типа AA(LR6).

Основные характеристики дисплея потребителя ДП-01.П:

- рабочая частота радиоканала для связи со счетчиком – 868,95 МГц;
- мощность передатчика – 12 мВт;
- уровень побочных излучений – не более 26 дБм;
- создаваемые электромагнитные помехи – класс Б по ГОСТ 30805.22-2013;
- дальность связи со счетчиком (в условиях прямой видимости) – не менее 100 м;
- продолжительность работы элементов питания при ежедневном считывании показаний электроэнергии – 2 года;
- тип и количество элементов питания – 2×AA(LR6);
- 8-разрядный ЖК-индикатор;
- клавиатура с двумя кнопками управления;
- диапазон рабочих температур – от минус 20 до плюс 55 °С;
- габаритные размеры – не более 140×63×32 мм;
- масса – не более 0,12 кг;
- среднее время наработки на отказ – не менее 150000 ч.

Дисплей потребителя принимает и отображает информацию о результатах измерений однофазных и трехфазных счетчиков. При применении с трехфазными счетчиками возможно использование одного дисплея для отображения данных при трехфазном подключении, или нескольких дисплеев при пофазном подключении нескольких потребителей к одному счетчику.

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
28		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

При первом включении дисплея потребителя ДП-01.П и при замене счетчика требуется проверка совместной работы дисплея со счетчиком (проверка записанного в дисплей заводского номера счетчика).

Для конфигурирования дисплея потребителя ДП-01.П используются RF-модем МИР МБ-02 и программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА.

3.8.3.8 Установка и подключение технических средств ИИК выполняются в соответствии с комплектом рабочей документации 51648151.411711.065.РЧ.17.

Трансформаторы тока, предусмотренные проектом, устанавливаются на ТП-3190 в РУ-0,4 кВ на монтажные шины внутри панелей 0,4 кВ.

Счетчики МИР С-07, обеспечивающие учет электроэнергии на вводе 0,4 кВ и отходящим линиям 0,4 кВ, размещаются на ТП-3190 в РУ-0,4 кВ в шкафу приборов.

Перед счетчиками трансформаторного включения МИР С-07 предусмотрена установка испытательных переходных коробок для выполнения требований по подключению образцового счетчика и защиты вторичных измерительных цепей от НСД с возможностью пломбировки.

Для подключения счетчиков МИР С-07 к силовой трехфазной сети 0,4 кВ предусмотрено использование многожильного силового кабеля КВВГнг(А)-LS 10×2,5, выполненного из материалов пониженной горючести.

Счетчики МИР С-04 наружной установки для учета электроэнергии на стороне потребителя монтируются на опорах ВЛ-0,4 кВ, от которых запитаны абоненты. Монтаж нескольких счетчиков МИР С-04 наружной установки на одной опоре производится по горизонтальной плоскости (на одной ленте). При установке счетчика МИР С-04 на опору линии электропередачи используется комплект монтажных частей из комплектации счетчика. Счетчик устанавливается на кронштейн, который в свою очередь крепится на опоре лентой из нержавеющей стали. Монтаж нескольких счетчиков МИР С-04 наружной установки на одной опоре производится отдельно на разных лентах.

Для подключения счетчика МИР С-04 наружной установки к трехфазной силовой сети 0,4 кВ предусмотрен многожильный провод СИП сечением 16 мм². Запас провода СИП закрепить к опоре с помощью хомута.

3.9 Программное и информационное обеспечение

3.9.1 Программное обеспечение

3.9.1.1 Все функции АИИС КУЭ по обработке данных реализуются с помощью ПО, которое осуществляет параметрирование, автоматизированный ввод/вывод информации, первичную обработку информации, тестовые и диагностические процедуры, выполнение задач, обеспечивающих функционирование АИИС КУЭ. Программная реализация алгоритмов функционирования АИИС КУЭ выполнена в соответствии с поставленными задачами и функциональной структурой.

3.9.1.2 ПО АИИС КУЭ имеет модульную структуру, которая обеспечивает наиболее оптимальное построение отказоустойчивой системы и включает следующие виды ПО:

- системное ПО различного назначения (ОС MS Windows Server, пакет прикладных программ Microsoft Office);
- ПО СУБД (Microsoft SQL Server), обеспечивающее формирование баз данных, ввод и поддержание целостности данных;
- прикладное ПО, реализующее задачи и функции АИИС КУЭ;
- ПО СОЕВ, реализующее задачи синхронизации времени.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.411711.065.П2	Стр.
						29

3.9.1.1 АИИС КУЭ строится на базе Программного комплекса ЭНЕРГОМИР М17.00388-01 разработки ООО «НПО «МИР». Основные функции АИИС КУЭ реализованы на базе модуля ЗАРЯ из состава программного комплекса ЭНЕРГОМИР, обеспечивающего сбор, хранение и обработку информации с приборов учета электрической энергии, отображение графиков измеряемых величин, протоколов (журналов событий), формирование отчетной информации в виде графиков, протоколов и специализированных отчетов.

Программный комплекс ЭНЕРГОМИР поддерживает работу в настольном приложении АРМ ЭНЕРГОМИР, входящем в состав комплекса, которое функционирует как web-приложение, доступное с любого устройства, имеющего выход в Интернет.

Программный комплекс ЭНЕРГОМИР (модуль ЗАРЯ) обеспечивает:

- опрос микропроцессорных счетчиков электрической энергии;
- хранение полученной информации, на глубину не менее трех лет;
- отображение поступающей информации на АРМ;
- диагностирование качества связи, несанкционированного доступа к оборудованию и актуальности данных;
- дистанционное управление нагрузкой потребителей электроэнергии;
- отображение значений параметров, измеренных приборами учета, и построение графиков;
- отображение событий, сформированных приборами учета и УСПД;
- автоматизированный расчет потерь электрической энергии в распределительной сети, в соответствии с заданной топологией;
- построение отчетных форм в формате MS Excel по запросу пользователя и в автоматическом режиме по событию, а также автоматическую отправку подготовленных отчетов по ранее внесенным адресам электронной почты;
- удаленное конфигурирование тарифного расписания приборов учета;
- изменение набора собираемых с приборов учета параметров;
- отображение топологий сетей PLC и ZigBee;
- обмен данными со сторонними системами энергоснабжающих организаций по стандартным протоколам;
- «горячее резервирование» серверов сбора информации;
- наличие web-сервера, для предоставления доступа пользователям без установки дополнительного программного обеспечения на рабочих местах;
- отображение на экранных формах расчетных и фактических потерь электрической энергии, в соответствии с заданной ранее топологией сети.

3.9.2 Информационное обеспечение

3.9.2.1 Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность описаний информационных баз данных, средств классификации и кодирования информации и унифицированной системы документации.

3.9.2.2 В состав информационного обеспечения АИИС КУЭ входят:

- база данных АИИС КУЭ;
- индивидуальные файлы данных (программы);
- нормативно-справочная информация;
- эксплуатационная документация.

3.9.2.3 Информационное обеспечение АИИС КУЭ состоит из внутримашинной и внемашиной информационных баз.

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
30		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

4 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу АИИС КУЭ в действие

4.1 Обучение и проверка квалификации персонала

4.1.1 Эксплуатацию и сопровождение АИИС КУЭ должны осуществлять специалисты эксплуатирующей организации. К эксплуатации АИИС КУЭ допускаются пользователи, изучившие документацию на технические средства и ПО АИИС КУЭ, прошедшие подготовку, инструктаж и соответствующее обучение с привлечением, при необходимости, разработчиков АИИС КУЭ.

Разработчик АИИС КУЭ обеспечивает подготовку специалистов Заказчика к работе с техническими и программными средствами АИИС КУЭ с выдачей соответствующего сертификата.

4.1.2 Все работы по настройке и проверке технических средств должны производиться лицами, имеющими допуск к работам с напряжением до 1000 В и квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с документами «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

4.1.3 Специалист, осуществляющий все работы по настройке и проверке технических средств АИИС КУЭ, обслуживание и ремонт, должен пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу не ниже третьей.

4.1.4 Специалист, осуществляющий обслуживание счетчиков, ТТ, ТН и вторичных измерительных цепей тока и напряжения должен иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы, и квалификационную группу не ниже третьей.

4.2 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

4.2.1 В процессе проведения проектных работ определены места установки технических средств АИИС КУЭ на объектах автоматизации и в точках учета электроэнергии отдельными потребителями.

4.2.2 Для размещения оборудования АИИС КУЭ на ТП-3190 предусмотрен специализированный шкаф приборов.

4.2.3 В индивидуальных жилых домах частного сектора предусмотрена установка счетчиков наружной установки непосредственно на опорах линий электропередач, от которых запитаны потребители.

Вынос счетчиков за пределы жилых и административных помещений позволяет персоналу энергоснабжающей организации производить работы по обслуживанию средств учета без участия потребителей.

4.3 Основные решения по монтажным работам

4.3.1 К монтажным и пусконаладочным работам допускается персонал, прошедший обучение и проверку знаний методов безопасного ведения работ, а также инструктаж в соответствии с ГОСТ 12.0.004, и имеющий квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с документами «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

4.3.2 Все работы должны проводиться в соответствии с правилами, инструкциями и положениями о работе в действующих электроустановках. Все работы должны выполняться с оформлением наряда-допуска и соблюдением технических и организационных мер безопасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4.3.3 Все монтажные работы по установке новых счетчиков и измерительных трансформаторов, прокладке силовых и кабельных линий связи рекомендуется производить специализированной монтажной организацией.

4.3.4 Работы вблизи токоведущих цепей должны проводиться в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТБ, СНИП 12-03 и СНИП 12-04. Шкафы для размещения оборудования АИИС КУЭ в электроустановках должны быть заземлены. Заземление выполнить согласно РД 34.20.116.

4.4 Мероприятия по приемке АИИС КУЭ в эксплуатацию

4.4.1 После завершения монтажно-наладочных работ второй очереди АИИС КУЭ АО «ЭТК», должны быть предусмотрены процедуры опытной эксплуатации и приемки в постоянную эксплуатацию.

4.4.2 Исполнитель, после окончания монтажно-наладочных работ, извещает Заказчика о готовности системы к вводу в опытную эксплуатацию. Исполнитель совместно с Заказчиком организует и проводит предварительные испытания. Приказ о создании комиссии и проведении предварительных испытаний оформляет Заказчик.

4.4.3 После положительного завершения предварительных испытаний оформляется акт о вводе системы в опытную эксплуатацию. Срок проведения опытной эксплуатации (в пределах трех месяцев) устанавливается Заказчиком.

4.4.4 Ввод АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию оформляется приказом после положительных результатов опытной эксплуатации.

4.5 Охрана труда и окружающей среды

4.5.1 Технические решения, принятые при проектировании системы, соответствуют требованиям промышленной безопасности, требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочей документацией мероприятий.

4.5.2 Проектирование АИИС КУЭ, размещение оборудования и ввод в эксплуатацию осуществляются в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды, регулируемые федеральным законом РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ.

4.5.3 АИИС КУЭ и ее компоненты не являются источником загрязнения, не оказывают отрицательного воздействия и не нарушают естественных условий окружающей природной среды.

4.5.4 Воздействие опасных и вредных факторов по ГОСТ 12.0.003 в обслуживаемых помещениях ограничено.

4.5.5 Мусор и бытовые отходы, образующиеся при производстве монтажных работ, собираются в пластиковые мешки и по мере накопления вывозятся на полигон бытовых отходов.

4.5.6 Технические средства АИИС КУЭ и материалы не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите не требуется.

4.5.7 Электромагнитные поля, создаваемые радиоэлектронными техническими средствами, используемыми при построении АИИС КУЭ, не являются источниками загрязнения окружающей среды, но при превышении предельно-допустимых уровней излучения могут оказывать вредное воздействие на здоровье населения.

Стр.	51648151.4.11711.065.П2					
32		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

4.5.8 Контроль над выполнением требований по охране труда, над источниками загрязнения окружающей среды и требований промышленной безопасности возлагается на подразделение Заказчика, ответственное за выполнение соответствующих функций.

4.6 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

4.6.1 Технические средства, используемые в составе АИИС КУЭ, соответствуют общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации автоматизированных систем согласно ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р МЭК 60950 и документа «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

4.6.2 Технические средства АИИС КУЭ по пожаробезопасности соответствуют требованиям ГОСТ 27483, ГОСТ 27484, ГОСТ 27924. Изолированные корпуса технических средств АИИС КУЭ обеспечивают защиту от распространения огня согласно требованиям ГОСТ Р 51321.1.

4.6.3 Кабельные изделия, используемые в составе АИИС КУЭ, по пожарной безопасности соответствуют требованиям ГОСТ 31565.

4.6.4 При прокладке кабелей и проводов через ограждающие конструкции (стены, перекрытия или их выхода наружу) с нормируемыми пределами огнестойкости и пределами распространения огня предусмотрено заполнение зазоров между проводами, кабелями и трубой (коробом, проемом) легко удаляемой массой из негоряемого материала.

4.6.5 План размещения устанавливаемого оборудования предусматривает свободный доступ обслуживающего персонала к эвакуационным выходам.

4.6.6 Ответственность за соблюдение правил пожарной безопасности на объектах лежит на организации-собственнике объекта или эксплуатирующей организации.

4.6.7 Объекты для размещения технических средств АИИС КУЭ оборудованы первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями пожарной безопасности, регулируемые положениями федерального закона РФ № 123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	51648151.4 11711.065.П2	Стр.
						33

Приложение А

(справочное)

Перечень принятых сокращений

- АБК – административно-бытовой корпус.
АРМ – автоматизированное рабочее место.
АИИС КУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.
АФУ – антенно-фидерное устройство.
БД – база данных.
БИН – банковский индивидуальный номер.
ВРУ – вводно-распределительное устройство.
ЗИП – запасные части, инструмент и принадлежности.
ИВК – информационно-вычислительный комплекс.
ИИК – измерительно-информационный комплекс.
ИНН – идентификационный номер налогоплательщика.
КТС – комплекс технических средств.
МЭК – Международная электротехническая комиссия.
НЖМД – накопитель на жестких магнитных дисках.
НПО – научно-производственное объединение.
НСД – несанкционированный доступ.
ОКОНХ – общий классификатор отраслей народного хозяйства.
ОКПО – общий классификатор предприятий и организаций.
ООО – общество с ограниченной ответственностью.
ОС – операционная система.
ПО – программное обеспечение.
ПТБ – правила техники безопасности.
ПТК – программно-технический комплекс.
ПУЭ – правила устройств электроустановок.
РУ – распределительное устройство.
РФ – Российская Федерация.
СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока.
СИП – самонесущий изолированный провод (тип провода, предназначенного для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях напряжением от 0,6/1 кВ или до 35 кВ).
СОЕВ – система обеспечения единого времени.
СПОДЭС – спецификация протокола обмена данными электронных счетчиков.
Информационная модель, разработанная стандартом передачи результатов измерения электронных приборов учета на устройство удаленного сбора данных. СПОДЭС является ограничением стандартов IEC 62056 и устанавливает минимальный набор классов, типов данных и электрических величин, обеспечивающих функционирование устройств, а также устанавливает дополнительные величины и коды событий, отсутствующие в IEC 62056-64.
СУБД – система управления базой данных.
ТЗ – техническое задание.
ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью.

ТП – трансформаторная подстанция.

ТТ – трансформатор тока.

ТУ – технические условия.

DLMS/COSEM – открытый протокол обмена данными с приборами учета, соответствующий стандарту IEC 62056.

GPRS (General Packet Radio Service) – стандарт пакетной передачи данных в сетях GSM.

GPS (Global Positioning System) – глобальная система позиционирования.

GSM (Global System for Mobile Communications) – глобальная система мобильной связи.

IEC (International Electrotechnical Commission) – Международная электротехническая комиссия (МЭК).

PLC (Power Line Communication) – новая телекоммуникационная технология, базирующаяся на использовании силовых электросетей (линии электропередач) для высокоскоростного информационного обмена. Основой технологии PowerLine является использование частотного разделения сигнала, при котором высокоскоростной поток данных разбирается на несколько относительно низкоскоростных потоков, каждый из которых передается на отдельной поднесущей частоте с последующим их объединением в один сигнал.

SQL (Structured Query Language) – язык структурированных запросов.

TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) – протокол управления передачей/протокол Internet, стек протоколов Internet.

UTC (Universal Time Coordination) – шкала координированного времени.

ZigBee – открытый стандарт беспроводной связи для систем сбора данных и управления. Технология ZigBee позволяет создавать самоорганизующиеся и самовосстанавливающиеся беспроводные сети с автоматической ретрансляцией сообщений, с поддержкой батарейных и мобильных узлов.

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

Приложение Б

(справочное)

Перечень используемых нормативных документов

Таблица Б.1

Обозначение документа	Наименование документа
ГОСТ 12.0.003-2015	Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.0.004-2015	Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.010-76	Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.018-93	Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
ГОСТ 12.1.019-2009	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
ГОСТ 12.1.030-81	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
ГОСТ 12.1.038-82	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84)	Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения
ГОСТ 12.2.007.0-75	Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.2.007.14-75	Система стандартов безопасности труда. Кабели и кабельная арматура. Требования безопасности
ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)
ГОСТ 7746-2015	Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия
ГОСТ 27483-87 (МЭК 695-2-1-80)	Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания нагретой проволокой
ГОСТ 27484-87 (МЭК 695-2-2-80)	Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания горелкой с игольчатым пламенем

Стр.

36

51648151.4.11711.065.П2

Изм.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

Продолжение таблицы В.1

Обозначение документа	Наименование документа
ГОСТ 27924-88 (МЭК 695-2-3-84)	Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания на плохой контакт при помощи накаливаемых элементов
ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
ГОСТ Р 50571.3-2009 (МЭК 364-4-41:2005)	Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током
ГОСТ Р 52931-2008	Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия
ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004	Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей
ГОСТ Р МЭК 60950-2002	Безопасность оборудования информационных технологий
ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96	Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции
РД 34.20.116-93	Методические указания по защите вторичных цепей электростанций и подстанций от импульсных помех
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
—	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 328н от 24.07.2013 г.
—	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом № 229 Минэнерго России от 19.06.2003

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

Приложение В

(обязательное)

Структурная схема АИИС КУЭ АО «ЭТК»

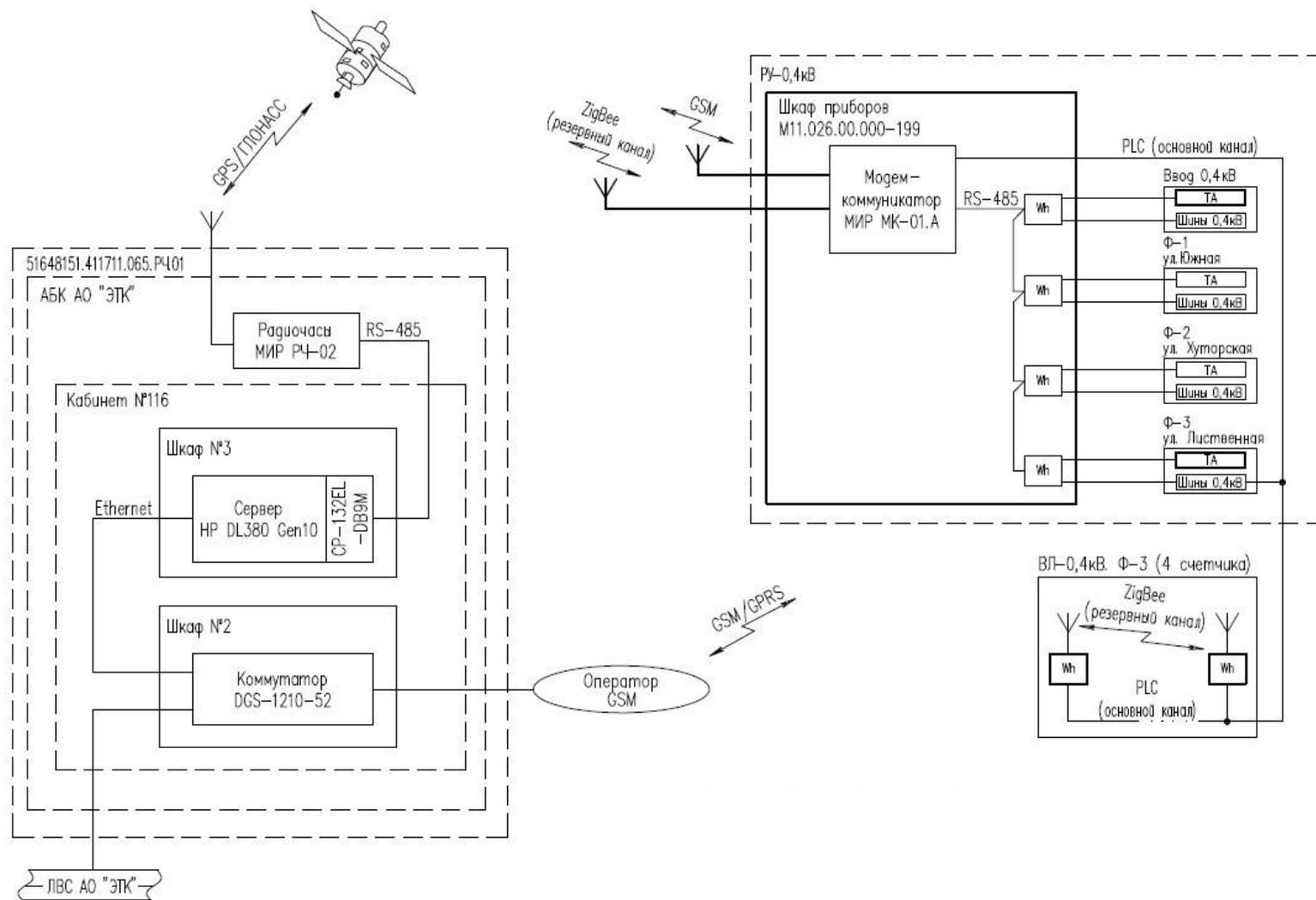


Рисунок В.1

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Приложение Г

(обязательное)

Перечень объектов и точек учета электроэнергии, входящих в АИИС КУЭ АО «ЭТК»

Таблица Г.1 – Перечень точек коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ АО «ЭТК»

Номер точки учета	Наименование объекта	Наименование точки учета	Трансформатор тока			Счетчик		
			Тип	Класс точности	Ктт	Тип	Класс точности	Подключение к фазе
1	ТП-3190 10/0,4 кВ	Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66	0,5S	400/5	МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D	0,5S/1	А, В, С
2		Ф-1 ул. Южная	ТОП-0,66	0,5	100/5	МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D	0,5S/1	А, В, С
3		Ф-2 ул. Хуторская	ТОП-0,66	0,5	100/5	МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D	0,5S/1	А, В, С
4		Ф-3 ул. Лиственная	ТОП-0,66	0,5	100/5	МИР С-07.05S-230-5(10)-R-Q-D	0,5S/1	А, В, С
5		ВЛ-0,4 кВ Ф-3 Опора 3, ул. Лиственная, д.41	–	–	–	МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D	1/1	А, В, С
6		ВЛ-0,4 кВ Ф-3 Опора 3, ул. Лиственная, д.43	–	–	–	МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D	1/1	А, В, С
7		ВЛ-0,4 кВ Ф-3 Опора 1, ул. Лиственная, д.47	–	–	–	МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D	1/1	А, В, С
8		ВЛ-0,4 кВ Ф-3 Опора 39, ул. Лиственная, д.49	–	–	–	МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1F-KNQ-E-D	1/1	А, В, С

51648151.4.11711.065.П2

