

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 9 от 10.01.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Самараэнерго»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Самараэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - системы автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и собственников электросетевого оборудования выполняют функции измерения с нарастающим итогом активной и реактивной электроэнергии с дискретностью во времени 30 минут в точках учета, вычисление приращений активной и реактивной электроэнергии за учетный период, вычисление средней активной и реактивной мощности на интервале времени 30 минут, периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование привязанных к единому календарному времени измеренных данных от отдельных точек учета, хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных, энергонезависимая память) и от несанкционированного доступа, передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений, обеспечение защиты оборудования (включая средства измерений и присоединения линий связи), программного обеспечения и базы данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне, конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ, диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ, ведение системы единого времени (коррекция времени).

Состав первого уровня АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 5.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго», который производит сбор, обработку, хранение информации со всех точек измерений электрической энергии (от АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ и собственников электросетевого оборудования) и предоставляет регламентированный доступ к накопленной и оперативной информации всем локальным пользователям АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго», а также передачу данных в утвержденных форматах в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим удаленным заинтересованным пользователям, устройство синхронизации времени УСВ-1.

Информация от смежных субъектов и собственников электросетевого оборудования поступает на сервер консолидированного сбора и обработки информации ЦСОИ ПАО «Самараэнерго», представляющий IBM-совместимый сервер следующей конфигурации: серверная платформа FUJITSU PRIMERGY RX300 S5, Intel(R) Xeon(R) CPU E5520 @ 2.27GHz (16 CPUs)/ 24GB RAM/ через коммутаторы D-link DGS-1024D данные передаются в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим удаленным заинтересованным пользователям. Сбор информации от АИИС КУЭ смежных с ПАО «Самараэнерго» субъектов ОРЭМ и собственников электросетевого оборудования осуществляется в виде автоматических ежедневных и автоматизированных ежемесячных отчетов в формате XML посредством электронной почты сети Интернет.

ИВК АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго» обеспечивает: автоматический регламентный сбор информации - результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, обеспечение цикличности сбора информации (результатов измерений) - одни сутки; обеспечение глубины хранения информации (профиля), обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа, конфигурирование и параметрирование, контроль достоверности данных, ведение отчетных форм, предоставление информации АРМ, расчет необходимых учетных показателей, в том числе с учетом потерь от точки измерений до точки поставки.

Обработка и хранение результатов измерений организуется с помощью сервера ИВК АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго» на базе промышленного сервера с системой резервного копирования данных. Сервер осуществляет функции защиты от несанкционированного доступа к информации, хранящейся в базе данных, и защиты от вирусных атак. Для защиты от потери информации, при сбоях в работе, автоматически выполняется резервное копирование базы данных и запись ее в систему резервного копирования. Питание оборудования осуществляется системой гарантированного питания на базе источника бесперебойного питания APC Smart UPS 3000. К серверу ИВК АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго» подключаются автоматизированные рабочие места (АРМ) через локальную вычислительную сеть ПАО «Самараэнерго».

Состав уровня ИВК приведен в таблице 3.

Точное время в системе обеспечивается путем синхронизации с устройством синхронизации времени УСВ-1 (рег.№ 28716-05), которое в свою очередь синхронизируется с GPS-приемника. Соединение с синхронизируемым устройством - ИВК выполняется через интерфейс RS-232 и осуществляется 3-проводным 0-модемным кабелем. Скорость обмена составляет 9600 бод. Максимально допустимая длина соединительного кабеля составляет 15 м. УСВ-1 располагается непосредственно в серверной стойке и производит синхронизацию системного таймера ИВК, в связи с чем, задержки в каналах связи УСВ-1 - IBM-совместимый вычислительный сервер не учитываются. После проведения синхронизации в интервале времени до следующей синхронизации точность текущего времени определяется точностью хода таймера в составе операционной системы.

Синхронизация таймера ИВК АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго» выполняется не реже трех раз в сутки. Погрешность хода часов сервера  $\pm 1$ с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Наименование ПО (идентификационное наименование ПО)	«Пирамида 2000»
Наименование программного модуля	Метрологический модуль
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	9FA97BA8
Номер версии (идентификационный номер) ПО	30.01/2014/C-3072
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 32

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Метрологические характеристики измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий»  
в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Состав 1 уровня АИИС КУЭ ОАО «Самараэнерго»

Номер ИК	Наименование точки измерений	Наименование сечения	Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3	4	5
1	ПС Садовая С-1-Т 10 кВ	ОАО «Самара-энерго» (ОАО «Самара-энерго») - ОАО «Ульяновск-энерго» (ОАО «Ульяновск-энерго») {PSAMARAEPULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ»-филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая)	53176-13
2	ПС Садовая С-2-Т 10 кВ			
3	ПС Садовая ТСН 0,4 кВ			
4	ПС Н.Кармала С-1-Т 10 кВ (яч.б)	ОАО «Самара-энерго» (ОАО «Самара-энерго») - ОАО «Ульяновск-энерго» (ОАО «Ульяновск-энерго») {PSAMARAEPULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ»-филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ «Новая Кармала» (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Новая Кармола»)	54526-13
5	ПС Н.Кармала ТСН 0,4 кВ			
6	ПС Кошки ВЛ-110кВ Кошки-Садовая-Александровка	ОАО «Самара-энерго» (ОАО «Самара-энерго») - ОАО «Ульяновск-энерго» (ОАО «Ульяновск-энерго») {PSAMARAEPULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ»-филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ «Кошки» (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Кошки»)	53175-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	ПС Поляково 110/10 кВ, ВЛ-110 кВ Поляково- Перелюб	ОАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») - ОАО «Саратов- энерго» (ОАО «Саратов- энерго») {PSAMARAE- PSARATEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электри- ческой энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)	53621-13
8	ВЛ-110 кВ Рачейка - Налейка	ОАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») - ОАО «Ульяновск- энерго» (ОАО «Ульянов- скэнерго») {PSAMARAE- PULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро- энергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области	45884-10
9	ВЛ-110 кВ Рачейка - Коромысловка			
10	ВЛ 35 кВ Рачейка - Елшанка	ОАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») - ОАО «Ульяновск- энерго» (ОАО «Ульянов- скэнерго») {PSAMARAE- PULYANEN}	Каналы измерительные № 613, 614 ТП 110/35/10 кВ Рачейка и №615 ТП 110/35/10кВ Жиха- ревка системы автоматизиро- ванной информационно- измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области	57275-14
11	ПС Рачейка СШ-10кВ Фидер №7			
12	ПС Жихаревка СШ-10кВ фидер №6-с/х			
13	ПС Репьевка СШ-10кВ фи- дер № 4-с/х	ОАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») - ОАО «Ульяновск- энерго» (ОАО «Ульянов- скэнерго») {PSAMARAE- PULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро- энергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в грани- цах Ульяновской области	45318-10
14	ВЛ 35 кВ Шахта-3	ОАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») - ОАО «Ульяновск- энерго» (ОАО «Ульянов- скэнерго») {PSAMARAE- PULYANEN}	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Сызранская городская электросеть»	57466-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
15	ПС 110/10кВ Кошки ВЛ-110 Садовая	ПАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») -	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электри- ческой энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самар- ские распределительные сети»	68103-17
16	ПС 110/10кВ Садовая С-1-Т 10 кВ	ПАО «Саратов- энерго» (ОАО «Саратов- энерго»)		
17	ПС 110/10кВ Садовая С-2-Т 10 кВ	{PSAMARAE- PSARATEN};		
18	ПС 110/10кВ Садовая ТСН 0,4 кВ	ПАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») -		
19	ПС 110/10кВ Н.Кармала С-1-Т 10 кВ	ПАО «Ульяновск- энерго» (ОАО «Ульянов- скэнерго»)		
20	ПС 110/10кВ Н.Кармала ТСН 0,4 кВ	{PSAMARAE- PULYANEN}		
21	ПС 110/10кВ Восток ВЛ-110 кВ Первомайская	ПАО «Самара- энерго» (ОАО «Самара- энерго») -		
22	ПС 110/10кВ Поляково ВЛ-110 Перелюб	ОАО «Энерго- сбыт Плюс» (ОАО «Оренбург- энергосбыт») {PSAMARAE- PORENBEN}		

Таблица 3 - Состав уровня ИВК

Наименование	Обозначение	Количество
IBM-совместимый сервер консолидированного сбора, хранения и обработки коммерческой информации	PRIMERGY RX300	1 шт.
Коммутатор	D-link DGS-1024D	1 шт.
Основная рабочая станция (АРМ №1)	ПК	1шт.
Резервная рабочая станция (АРМ №2)	ПК	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
Источник бесперебойного питания	APC Smart UPS 3000	1шт.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав и метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Состав и метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Метрологические характеристики ИК		
		Вид электро-энергии	Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5
4	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ» - филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ «Новая Кармала» (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Новая Кармола»)	активная	1,0	2,4
5		реактивная	1,6	4,0
5	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ» - филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая)	активная	0,8	2,1
1,2		реактивная	2,2	3,5
1,2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ» - филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая)	активная	1,1	3,0
3		реактивная	2,3	4,6
6	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «МРСК-ВОЛГИ» - филиал «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ «Кошки» (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Кошки»)	активная	1,0	4,2
7		реактивная	2,1	6,6
6	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)	активная	1,6	3,6
7		реактивная	3,2	5,9
7	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)	активная	1,2	2,9
		реактивная	1,9	4,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
8,9	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области	активная реактивная	0,6 0,9	1,0 1,2
10	Каналы измерительные № 613, 614 ТП 110/35/10 кВ Рачейка и №615 ТП 110/35/10кВ Жихаревка системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,0
11,12		активная реактивная	1,0 1,6	1,7 5,5
13	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области	активная реактивная	1,56 2,06	3,8 4,89
14	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Сызранская городская электросеть»	активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
15, 17, 21, 22	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»	активная реактивная	1,2 1,9	2,9 4,4
16		активная реактивная	2,0 1,4	2,9 4,5
18		активная реактивная	2,1 3,6	3,3 5,4
19		активная реактивная	2,2 3,7	3,4 5,5
20		активная	1,2	2,9
		реактивная	2,4	4,6

Примечания:

1. Пределы допускаемой погрешности измерения активной (реактивной) электрической энергии при доверительной вероятности  $P=0,95$ , для ИК №№1-22 указаны для нормальных условий эксплуатации при  $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$ ,  $\cos\varphi=0,8$ ;  
В рабочих условиях эксплуатации для ИК № 1-10,13-19,21,22 при  $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$ ,  $\cos\varphi=0,8$ , для ИК№11,12,20 при  $I_{2\%} \leq I < I_{5\%}$ .
2. Погрешность хода часов сервера не превышает  $\pm 1$  с.
3. Состав измерительных каналов приведен в описании типа АИИС КУЭ смежных субъектов и собственников электросетевого оборудования.

Таблица 5 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов, шт.	22
<b>Нормальные условия:</b> - параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для сервера, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +10 до +35 от 49,6 до 50,4
<b>Условия эксплуатации:</b> - параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 1 <sub>емк</sub> от +10 до +35 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>УСВ-1:</b> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч - коэффициент технического использования, не менее - пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки, с - пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности при измерении текущего времени устройством (системного времени) в сутки на 1°С, с - средний срок службы, лет <b>Сервера:</b> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>Источник бесперебойного питания:</b> - время перехода на батареи, мс - срок службы батареи, лет	35000 1 0,97 ±1 ±0,3 100000 1 4 5
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Сервера:</b> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении и передаче:
- сервера;

Возможность коррекции времени:

- сервера (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);

- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электрической ОАО «Самараэнерго» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Самараэнерго»	-	1
Формуляр	ФО 4222-02-6315222985-2017 с Изменением №1	1
Методика поверки	МП 4222-02-6315222985-2014	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 4222-02-6315222985-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Самараэнерго». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 20 мая 2014 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);

- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих-кодом и заверяется подписью поверителя.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Самараэнерго». МВИ 4222-02-6315222985-2017, аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 10.10.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Самараэнерго»**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Изготовитель**

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Самараэнерго» (ПАО «Самараэнерго»)

ИНН 6315222985

Адрес: 443079, Российская Федерация, г. Самара, проезд имени Георгия Митирева, д. 9

Телефон: (846) 340-38-00

E-mail: [info@samaraenergo.ru](mailto:info@samaraenergo.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение. Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, Российская Федерация, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto:referent@samaragost.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.