

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» – АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» – АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» – АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи», свидетельство об утверждении типа RU №38591, регистрационный номер № 43363-09, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, приведенного в таблице 1.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности; сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации в центры сбора.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на 30-минутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в специализированной базе данных (БД), отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации;
- защита результатов измерений при передаче с использованием электронной цифровой подписи;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) точки измерений, выполняющий функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включающий в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S;
- измерительный трансформатор напряжения (ТН) класса точности 0,2;
- счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800 (счетчик) класса точности 0,2S при измерении активной энергии и 0,5 – реактивной энергии;
- вторичные электрические цепи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – устройство сбора и передачи данных RTU-325 (УСПД);

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, сервер Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Москва), серверы МЭС Востока – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Хабаровск) и Амурского предприятия МЭС (г. Благовещенск), АРМ оператора ПС и сервер БД, установленные на ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи», технические средства приема-передачи.

Прикладное программное обеспечение ИВК предназначено для сбора, обработки, хранения и отображения измерительной и служебной информации, формирования и передачи отчетных документов в центры сбора информации. На сервере ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» функционирует специализированное программное обеспечение (ПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее ПО «Метроскоп»). На серверах МЭС Востока – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» и Амурского предприятия МЭС функционирует ПО «АльфаЦЕНТР». На АРМ оператора ПС установлено прикладное ПО «АРМ Подстанции».

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения и масштабном преобразовании в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчика. В счетчике осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности, на основании которых вычисляются тридцатиминутные приращения электрической энергии.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в УСПД. Связь между счетчиком и УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485 и Ethernet. УСПД осуществляет автоматизированный сбор, вычисления приращений электрической энергии, накопление, хранение и передачу результатов измерений и служебной информации в сервер ЦСОД, серверы МЭС Востока – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» и Амурского предприятия, сервер БД и АРМ оператора ПС. Оперативный доступ к измерительной информации осуществляется с использованием ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «АРМ Подстанции». ПО «Метроскоп» осуществляет вычисления приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ на основе GPS-приемника, счетчик, УСПД и АРМ оператора ПС. СОЕВ выполняет измерение интервалов времени и обеспечивает синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов ИК АИИС КУЭ. Измерение интервалов времени осуществляется таймером счетчика. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии. Привязку к шкале координированного времени

государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляет УССВ. Синхронизация шкалы времени часов УСПД осуществляется автоматически один раз в 60 мин от УССВ. УСПД один раз в 30 мин осуществляет синхронизацию шкалы времени внутренних часов счетчика и один раз в сутки синхронизацию шкалы времени внутренних часов АРМ оператора ПС при достижении расхождения со шкалой времени УСПД более 2 с. Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с. Журналы событий счетчика и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение шкал времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1 уровень – ИИК							
26	Ф-37 Поселок	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС УЗ	25433-11	0,2S	300/5
			В	ТЛО-10 М1АС УЗ			
			С	ТЛО-10 М1АС УЗ			
		ТН	А	НАМИ-10	11094-87	0,2	10000/100
			В				
			С				
	Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–	
2 уровень – ИВКЭ							
		УСПД	RTU-325L		37288-08	–	–
3 уровень – ИВК							
		ИВК	Серверы, АРМ оператора		–	–	–

Примечания к таблице 1.

1 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформатор напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 1. Допускается замена устройства сбора и передачи данных на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

– ПО «Метроскоп», разработанное ЗАО «Метростандарт» и установленное на сервере ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Москва), осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на серверах МЭС Востока – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» и Амурского предприятия МЭС, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий;

- ПО «АРМ Подстанции», установленное на АРМ оператора ПС, осуществляет сбор, отображение, хранение результатов измерений и журналов событий;
- встроенное ПО УСПД осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу измерительной и служебной информации на серверы и АРМ оператора ПС;
- встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Метроскоп» приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительного канала АИИС КУЭ, приведенные в таблице 3, нормированы с учетом влияния программного обеспечения счетчиков, УСПД и серверов ЦСОД.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (МЕТРОСКОП)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

Уровень защиты программного обеспечения УСПД, счетчика и ПО «Метроскоп» – «средний» по классификации Р 50.2.077-2014. Для защиты ПО «Метроскоп» и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. В ПО «Метроскоп» реализовано кодирование данных при их передаче.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Номер ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1)}^* \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
26 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,0	не норм.	± 0,6	± 0,7	± 0,5	± 0,6	± 0,5	± 0,8
	0,8	± 1,3	не норм.	± 0,9	± 1,0	± 0,6	± 0,7	± 0,6	± 0,7
	0,5	± 2,1	не норм.	± 1,3	± 1,4	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,1
Номер ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_1 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
26 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 1,7	± 2,2	± 1,0	± 1,4	± 0,8	± 1,0	± 0,8	± 1,0
	0,6	± 2,3	± 2,8	± 1,3	± 1,7	± 1,0	± 1,2	± 1,0	± 1,2

Примечания

1 В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} , и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.

2 * Погрешность ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$

В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_n$, ток $(1-1,2) \cdot I_n$; $\cos\varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды от 15 до 25 °С.

Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_n$; ток $(0,01-1,20) \cdot I_n$; частота от 49 до 51 Гц; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
- индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчика не более 0,5 мТл;
- допускаемая температура окружающей среды: трансформаторы тока и напряжения – от минус 40 до 45 °С, счетчик – от 0 до 35 °С; УСПД и ИВК – от 15 до 30 °С.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока: среднее время наработки на отказ 400000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор напряжения: среднее время наработки на отказ 440000 ч, средний срок службы 25 лет;
- счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800: среднее время наработки на отказ 120000 ч, средний срок службы 30 лет;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325L: среднее время наработки на отказ 100000 ч, средний срок службы 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика, УСПД и сервера БД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи.

Регистрация в журналах счетчика электрической энергии и УСПД событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике электрической энергии.

Защищенность применяемых компонентов АИИС КУЭ:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД и сервера БД;

2) защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче – использование цифровой подписи);
- установка паролей на счетчик электрической энергии;
- установка паролей на УСПД;
- установка паролей на серверы, компьютер АРМ оператора ПС.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по измерительному каналу АИИС КУЭ – не менее 100 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 4 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 4–6 соответственно.

Таблица 4 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение компонентов	Количество, шт.
<i>ИИК</i>		
Трансформаторы тока	ТЛО-10 М1АС УЗ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1
<i>ИБКЭ</i>		
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Источник бесперебойного питания	UPS SMART SC450	1
Источник бесперебойного питания	UPS SMART 600BA RM	1
Источник бесперебойного питания	UPS Powercom WOW 500u	1
<i>ИБК</i>		
Серверы	–	4
АРМ оператора ПС	–	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	1
<i>Связующие компоненты</i>		
Коммутатор	Моха EDS-408a	1
Коммутатор	Моха EDS-205	1
Конвертер	Моха IMC-21	2
Устройство «Шлюз Е-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Е-422	2
Wi-Fi модуль	Моха AWK-1100	2
Терминал двухсторонней спутниковой связи	SkyEdgeTM Pro	1

Таблица 5 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение	Место установки
Прикладное программное обеспечение сервера ЦСОД	ПО «Метроскоп»	Сервер ЦСОД
Операционная система АРМ оператора ПС	Microsoft Windows	АРМ оператора ПС
Прикладное программное обеспечение АРМ оператора ПС	ПО «АРМ Подстанции»	АРМ оператора ПС
ПО для конфигурирования и настройки параметров устройства «Шлюз Е-422»	Программа конфигурации ТК16L/E-422	АРМ оператора ПС
Прикладное программное обеспечение серверов сбора данных МЭС Востока – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» и Амурского предприятия	ПО «АльфаЦЕНТР»	Серверы
Система управления базой данных	Oracle	Сервер БД
Встроенное прикладное программное обеспечение счетчика	ПО счетчика	Счетчик
Программное обеспечение для конфигурирования и настройки параметров счетчика	Программный пакет «MeterCat»	Переносной компьютер
Встроенное программное обеспечение УСПД	ПО УСПД	УСПД

Таблица 5 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение	Место установки
Программное обеспечение для конфигурирования и настройки параметров УСПД	Программа «ЗОС»	Переносной компьютер

Таблица 6 – Документация

Наименование	Количество, шт.
1 МП 226-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» - АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1. Методика поверки»	1
2 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» - АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1. Формуляр»	1
4 Технорабочий проект АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» в части дополнительных точек учета	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

Поверка

осуществляется по документу МП 226-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» - АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» в ноябре 2014 г.

Основные средства поверки:

1) средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке компонентов АИИС КУЭ:

- трансформаторы тока – по ЭК.1.760.000 ПМ5 «Методика поверки трансформаторов тока ТЛО-10» (утверждена ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» в феврале 2011 г.);
- трансформатор напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800 – по методике МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- устройство сбора и передачи данных RTU-325L – по методике «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

2) мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 150 мВ $\pm 2,0 \%$, в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2 \%$; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока в диапазоне от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0 \%$, в диапазоне от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3 \%$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

3) радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC (SU) ± 1 мкс.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведён в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» – АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» - АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» с Изменением № 1

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли;
- при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Метростандарт» (ЗАО «Метростандарт»).

Юридический адрес: 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, 65, строение 1.

Телефон: (495) 745-21-70.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Титан Энергоресурс»

(ООО «Титан Энергоресурс»).

Юридический адрес: 675000, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Амурская, 270, офис 4.

Телефон/факс: (4162) 44-88-88, Сот.:+7-924-840-19-90.

E-mail: mail@titan-er.ru, titan-er@mail.ru.

Испытательный центр

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

Юридический адрес: Россия, 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17-а.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, голосовой портал (3822) 71-37-17.

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru. Сайт: <http://tomskcsm.ru>, <http://томскцсм.рф>.

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.