

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1 предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка», Сертификат об утверждении типа RU.E.34.033.A № 22899, регистрационный номер 30908-05, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений с 9 по 36.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т. п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД). В качестве УСПД используется устройство сбора и передачи данных RTU-325 (Госреестр № 37288-08), модификация RTU-325-E1-256-M3-Q-12-G;
- устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS.

ИВК включает в себя: автоматизированное рабочее место (АРМ), сервер ЦСБ ООО «Газпром энерго», сервер ИВК ООО «Газпром трансгаз Волгоград», выполненные на основе ИВК «Альфа-ЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10).

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерения и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU).

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений сторонним субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ выполняет функцию измерения времени в шкале UTC. Данная функция осуществляется следующим образом. Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS осуществляет прием и обработку сигналов системы GPS и передачу меток времени в УСПД в постоянном режиме по протоколу NTP с использованием программной утилиты. УСПД формирует свою шкалу времени и далее передает ее на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину  $\pm 2$  с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом.

1. Каналы связи ИИК и ИВКЭ

Данные со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 (среда - медная экранированная «витая пара») поступают в шкаф AMR-12 на преобразователь интерфейсов RS-485/LAN и по оптоволоконному каналу связи передаются на промышленный сервер Ethernet, установленный в шкафу AMR-2 в КРУН-10 кВ. Далее по сети Ethernet данные передаются в УСПД RTU-325, установленное в шкафу AMR-20 КРУН-10 кВ.

2. Каналы связи ИВКЭ и ИВК

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются на уровень ИВК ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ЦСБ ООО «Газпром энерго» в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию».

Связь между ИВКЭ и ИВК организована по трем каналам связи, разделенным на физическом уровне:

- Основной канал использует телефонную сеть общего пользования, подключение с помощью аналогового модема.
- Резервный канал использует спутниковую сеть передачи данных, подключение с помощью спутникового модема.
- Технологический канал использует сеть сотовой связи стандарта GSM, подключение с помощью GSM-модема.

Передача информации другим заинтересованным субъектам ОПЭ осуществляется с уровня ИВК. Передача информации происходит через межсетевой экран.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов (средств измерений) в составе ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
1	БКТП ВЭС, Т1, яч. 5	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
2	КЦ №2, КТП №1, Т1, яч. 7	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
3	КЦ №2, КТП №2, Т1, яч. 9	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
4	ВЛ-10 кВ в сторону Калача, яч. 11	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
5	Ввод на секцию ЗРУ-10 кВ от Т1, яч. 13	ТЛП-10	30709-11	500/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
6	КЦ № 1. КТП АВО газа, Т1, яч. 15	ТЛО-10	25433-11	50/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
7	КЦ № 1. КТП КЦ, Т1, яч. 17	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
8	КТП РЭБ, Т1, яч. 19	ТЛО-10	25433-11	50/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
9	ВЛ-10 кВ к Т1 БКЭС УП КЦ №2, яч. 21	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RLV-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
10	Блок-бокс БКТП-	ТЛО-10	25433-11	200/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-	31857-11	0,2S/0,5

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
	2500/10/10, ТР1, яч. 23									DW-4		
11	Резерв, яч. 25	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
12	Резерв, яч. 27	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
13	Ввод от Т1 110/10 кВ на отходящую линию к КТПСН, Т1, яч. 31	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RLV-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
14	БКТП ВЭС, Т2, яч. 6	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
15	КЦ № 2, КТП № 1, Т2, яч. 8	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
16	КЦ № 2, КТП № 2, Т2, яч. 10	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
17	ВЛ-10 кВ в сторону Балащова, яч. 12	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
18	КЦ № 1. КТП АВО газа, Т2, яч. 14	ТЛО-10	25433-11	50/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
19	Ввод на секцию ЗРУ-10 кВ от Т2, яч. 16	ТЛП-10	30709-11	500/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
20	КЦ № 1. КТП КЦ, Т2, яч. 18	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
21	КТП РЭБ, Т2, яч. 20	ТЛО-10	25433-11	50/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
22	Блок-бокс БКТП-2500/10/10, ТР2, яч. 22	ТЛО-10	25433-11	200/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
23	ВЛ-10 кВ к Т2 БКЭС УП КЦ № 2, яч. 24	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
24	Резерв, яч. 26	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
25	Резерв, яч. 28	ТЛО-10	25433-11	100/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
26	Ввод от Т1 110/10 кВ на отходящую линию к КТПСН, Т1, яч. 32	ТЛО-10	25433-11	30/5	0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	10000/100	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5

### Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на серверах ИВК, 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 АРМ, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий.

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	26
Границы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии ( $\delta_{w_0}^A$ ), при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в нормальных условиях применения .....	приведены в таблице 3
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной ( $\delta_w^A$ ) и реактивной ( $\delta_w^P$ ) электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,951$ в рабочих условиях применения .....	приведены в таблице 3
Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с .....	$\pm 5$
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут.....	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут .....	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам .....	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных .....	автоматическое

<sup>1</sup> Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

- Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее,  
лет ..... 3,5
- Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ ..... автоматическое
- Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С ..... от 0 до плюс 40
  - температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С..... от минус 40 до плюс 40
  - частота сети, Гц..... от 49,5 до 50,5
  - напряжение сети питания, В..... от 198 до 242
  - индукция внешнего магнитного поля, мТл..... не более 0,05
- Допускаемые значения информативных параметров:
- ток, % от  $I_{ном}$ ..... от 2 до 120
  - напряжение, % от  $U_{ном}$  ..... от 90 до 110
  - коэффициент мощности  $\cos j$  ..... 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
  - коэффициент реактивной мощности,  $\sin j$  ..... 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Таблица 3. Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_{w_0}^A$ ) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_w^A$ ) и реактивной ( $\delta_w^P$ ) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	$\delta_{w_0}^A$ , %	$\delta_w^A$ , %	$\delta_w^P$ , %
2	0,5	± 2,1	± 2,2	± 2,1
2	0,8	± 1,3	± 1,5	± 2,5
2	0,865	± 1,3	± 1,4	± 2,7
2	1	± 1,0	± 1,3	-
5	0,5	± 1,7	± 1,8	± 2,0
5	0,8	± 1,1	± 1,3	± 2,2
5	0,865	± 1,0	± 1,2	± 2,4
5	1	± 0,8	± 0,9	-
20	0,5	± 1,5	± 1,7	± 1,8
20	0,8	± 0,9	± 1,2	± 2,0
20	0,865	± 0,8	± 1,1	± 2,1
20	1	± 0,7	± 0,9	-
100, 120	0,5	± 1,5	± 1,7	± 1,8
100, 120	0,8	± 0,9	± 1,2	± 2,0
100, 120	0,865	± 0,8	± 1,1	± 2,1
100, 120	1	± 0,7	± 0,9	-

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра 4005/5-КС28-АИИС КУЭ.ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Енисей. Формуляр АИИС».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 4.



Таблица 4 – Комплектность АИИС

Тип СИ	№ ГРСИ	Количество, шт.
Трансформаторы тока		
ТЛО-10	25433-11	78
Трансформаторы напряжения		
ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	78
Счетчики		
Альфа А1800	31857-11	26
УСПД		
RTU-325	44626-10	1
ИВК		
Альфа-ЦЕНТР	44595-10	1
Документация		
4005/5-КС28-АИИС КУЭ.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1. Формуляр»		
45-30007-2015-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1. Методика поверки»		

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом 45-30007-2015-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» в мае 2015 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Госреестр № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Госреестр № 20085-11), клещи токовые АТК-2001 (Госреестр № 43841-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Госреестр № 23070-05), переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP, и доступом в Интернет, группа тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ».

Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325 – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г..

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1». Свидетельство об аттестации методики измерений № 244-01.00249-2015 от «29» мая 2015 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС «Бубновка» с Изменением № 1**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергоаудитконтроль»,  
123242, г. Москва, пер. Капранова, д.3, стр. 3,  
телефон: (495) 540-99-09.  
ИНН: 7733157421

**Заявитель**

Оренбургский филиал общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго».  
Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11,  
телефон: (3532) 687-126, факс: (3532) 687-127.  
ИНН: 7736186950

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383) 210-08-14,  
факс (383) 210-1360, E-mail: [director@snim.ru](mailto:director@snim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М. п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.