

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии комплектной мобильной ГТЭС на МГТЭС ПС «Кирилловская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии комплектной мобильной ГТЭС на МГТЭС ПС «Кирилловская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета электрической энергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачи данных в утвержденных форматах удаленным заинтересованным пользователям.

Полученные данные и результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее - ОРЭМ).

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерений активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии);
- ведения единого времени при выполнении измерений активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств и объектов измерений;
- периодического (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматического сбора привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств и объектов измерений;
- хранения не менее 3,5 лет результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных), данных о состоянии средств и объектов измерений;
- обработки, формирования и передачи результатов измерений в XML-формате по электронной почте Коммерческому Оператору (далее - КО) и внешним организациям с электронной подписью;
- предоставления по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера (АРМа) ИВК системы на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечения защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностики функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), в состав которых входят: трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности (далее - КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 1983-2015, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (модификации А1802RAL-P4GB-DW-4 и А1805RL-P4G-DW-4) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 и 0,5S/1,0 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единств измерений (далее - рег. №) 31857-06), счетчики электроэнергии многофункциональные типа Альфа (модификация А2R-4-AL-C29-T+) класса точности (КТ) 0,5S/1,0 (рег. № 14555-02), указанные в таблице 2 (5 точек измерений).

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ), в состав которых входят: устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) серии RTU-327 (модификации RTU-327LV, рег. № 41907-09), источник синхронизации системного времени - специализированный тайм-сервер, входящий в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (основное устройство), комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01Л (рег. № 49933-12) (резервное устройство), технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), в состав которого входят: сервер баз данных (СБД), с установленным программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», источник синхронизации системного времени - специализированный тайм-сервер, входящий в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», автоматизированное рабочее место (далее - АРМ), технические средства приема-передачи данных и каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы (каналообразующая аппаратура), технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по вторичным измерительным цепям (проводным линиям) поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени равных 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем и передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи поступает на вход УСПД, где производится сбор, обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения), хранение и передача результатов измерений на уровень ИВК АИИС КУЭ.

Для передачи данных (информации) об измеряемой величине от УСПД до ИВК (сервера) используются в качестве основных комбинированные каналы связи, включающие в себя проводной, оптоволоконный и беспроводной (спутниковый) участки. Комбинированные каналы связи используют протоколы Ethernet и TCP/IP. В качестве резервного канала связи используется GSM-сеть связи.

ИВК при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляет автоматизированный и/или по запросу сбор и хранение результатов измерений, формирование и отправку отчетных документов в XML-формате в программно - аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО) АО «АТС» и заинтересованным субъектам ОРЭМ. Результаты измерений в XML-формате, отправляемые в ПАК КО АО «АТС», подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы. В состав СОЕВ входят: счетчики электрической энергии, УСПД со специализированным тайм-сервером, входящим в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (основное устройство), комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01Л (резервное устройство) и сервер ИВК со специализированным тайм-сервером, входящим в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ».

СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормируемые метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени от источников точного времени при проведении измерений электрической энергии.

Время УСПД АИИС КУЭ синхронизировано со временем специализированного тайм-сервера, входящего в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющего получать шкалу точного времени по протоколу SNTP посредством дополнительного модуля синхронизации времени ПО «АльфаЦЕНТР», корректировка часов УСПД выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов УСПД и тайм-сервера на величину более  $\pm 1$  с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов УСПД выполняется один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с выполняется их корректировка.

В качестве резервного источника синхронизации времени УСПД используется комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01Л, который подключен к локальной сети объекта автоматизации по стандарту Ethernet и позволяет получать шкалу точного времени по протоколу SNTP посредством дополнительного модуля синхронизации времени ПО «АльфаЦЕНТР».

Синхронизация времени ИВК осуществляется от специализированного тайм-сервера, входящего в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющего получать шкалу точного времени по протоколу SNTP посредством дополнительного модуля синхронизации времени ПО «АльфаЦЕНТР». Коррекция системного времени ИВК осуществляется один раз в час при расхождении показаний часов сервера ИВК и тайм-сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14.05.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 (для файла ac_metrology.dll)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 - средний.

Наличие специальных средств защиты - разграничение прав доступа, пароли, фиксация изменений в журнале событий исключают возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала						Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ уровня ИВКЭ	УССВ уровня ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТГ-1 (10,5кВ)	780I-SD-43710 K <sub>ТТ</sub> = 2000/5; КТ 0,2 рег. № 70919-18	PTW5-2-110-SD01907FF K <sub>ТН</sub> = 12000/120; КТ 0,5 рег. № 70918-18	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-327LV, рег. № 41907-09	тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (основное устройство), СТВ-01Л, рег. № 49933-12 (резервное устройство)	тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ»	Активная/Реактивная
2	ТСН-12	ASK 63.4 K <sub>ТТ</sub> = 400/5; КТ 0,5 рег. № 31089-06	-	A1805RL-P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 рег. № 31857-06				
3	ТСН-11	ASK 31.5 K <sub>ТТ</sub> = 80/5; КТ 0,5 рег. № 31089-06	-	A2R-4-AL-C29-T+ КТ 0,5S/1,0 рег. № 14555-02				
4	Ввод 110 кВ Т-5	ТАТ K <sub>ТТ</sub> = 300/5; КТ 0,2 рег. № 29838-05	EMF 145 K <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 рег. № 32003-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-06				
5	КТП 6/0,4 кВ, ввод РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 K <sub>ТТ</sub> = 1000/5; КТ 0,5 рег. № 15173-06	-	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-06				

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,5/0,87	-	-	2,5	2,0	1,9	1,4	1,7	1,4
	0,8/0,6	-	-	1,6	2,6	1,2	1,8	1,2	1,6
	1,0/-	-	-	1,3	Не норм	1,0	Не норм	1,0	Не норм
2, 3	0,5/0,87	-	-	5,8	4,0	3,5	2,6	2,9	2,4
	0,8/0,6	-	-	3,3	5,6	2,3	3,2	2,1	2,7
	1,0/-	-	-	2,3	Не норм	1,9	Не норм	1,8	Не норм
4	0,5/0,87	-	-	2,2	1,9	1,5	1,3	1,3	1,2
	0,8/0,6	-	-	1,4	2,5	1,1	1,5	1,0	1,3
	1,0/-	-	-	1,1	Не норм	0,9	Не норм	0,8	Не норм
5	0,5/0,87	-	-	5,4	2,8	2,8	1,7	2,0	1,4
	0,8/0,6	-	-	2,8	4,6	1,6	2,4	1,2	1,8
	1,0/-	-	-	1,8	Не норм	1,1	Не норм	0,9	Не норм
Номер ИК	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии ( $\pm d$ ), %							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,5/0,87	-	-	2,3	1,5	1,6	1,0	1,4	0,9
	0,8/0,6	-	-	1,4	2,1	1,0	1,4	0,9	1,3
	1,0/-	-	-	1,1	Не норм	0,8	Не норм	0,7	Не норм
2, 3	0,5/0,87	-	-	5,4	2,8	2,7	1,6	1,9	1,3
	0,8/0,6	-	-	2,8	4,5	1,5	2,4	1,1	1,8
	1,0/-	-	-	1,7	Не норм	1,0	Не норм	0,8	Не норм
4	0,5/0,87	-	-	2,0	1,3	1,2	0,8	0,9	0,7
	0,8/0,6	-	-	1,2	1,9	0,7	1,1	0,6	0,9
	1,0/-	-	-	0,9	Не норм	0,6	Не норм	0,5	Не норм
5	0,5/0,87	-	-	5,3	2,5	2,6	1,3	1,8	1,0
	0,8/0,6	-	-	2,7	4,3	1,4	2,2	0,9	1,5
	1,0/-	-	-	1,7	Не норм	0,9	Не норм	0,6	Не норм
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5$							

Примечания

1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 35°C;

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

3 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Допускается замена УССВ, УСПД на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327LV - для ИВК СТВ-01Л магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub>  от -5 до +40 от -40 до +55 от -20 до +50 от -30 до +60 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Трансформаторы тока (напряжения): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет, не менее Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет, не менее Электросчетчики Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет, не менее ИВКЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>400000 25 120000 30 35000 30 35000 30 70000 1,0</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью блоков аккумуляторных батарей и устройства АВР,
- резервирование каналов связи ИВКЭ и ИВК,
- резервирование питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика и УСПД:

- параметрирование,
- пропадание/восстановление питания счетчика;
- снятие крышки зажимов и кожуха счетчика;
- пропадание/восстановление связи
- пропадание/восстановление напряжения (по фазам);
- коррекции времени счетчика, УСПД,
- количество нажатий на кнопку «RESET» счетчика,
- очистка журнала событий;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений.
- перерывов электропитания,
- пропадание/восстановление связи с точкой опроса,
- программные и аппаратные перезапуски,
- корректировки времени сервера,
- изменения ПО,
- сообщения, связанные с защитой программного обеспечения.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии,
- клеммников измерительных трансформаторов,
- промежуточных клеммников и автоматов вторичных измерительных цепей,
- сервера ИВК,
- УСПД;

защита информации на программном уровне:

- пароль доступа на счетчики электрической энергии,
- пароль доступа на УСПД;
- пароль доступа на сервер,
- шифрование результатов измерений при передаче информации сторонним организациям (использование цифровой подписи).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии комплектной мобильной ГТЭС на МГТЭС ПС «Кирилловская».

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование компонента	Рег. №	Количество
1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (модификация А1802RAL-P4GB-DW-4), КТ 0,2S/0,5	31857-06	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (модификация А1805RL-P4G-DW-4), КТ 0,5S/1,0	31857-06	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные типа Альфа (модификация А2R-4-AL-C29-T+), КТ 0,5S/1,0	14555-02	1 шт.
Трансформаторы тока 780I-SD-43710, КТ 0,2	70919-18	2 шт.
Трансформаторы тока ASK, EASK, (E)ASK(D) (модификация ASK 31.5), КТ 0,5	31089-06	3 шт.
Трансформаторы тока ASK, EASK, (E)ASK(D) (модификация ASK 63.4), КТ 0,5	31089-06	3 шт.
Трансформаторы тока встроенные ТАТ, КТ 0,2	29838-05	3 шт.
Трансформаторы тока шинные ТШП-0,66, КТ 0,5	15173-06	3 шт.
Трансформаторы напряжения РТW5-2-110-SD01907FF, КТ 0,5	70918-18	2 шт.
Трансформаторы напряжения EMF 52-170 (модификация EMF 145), КТ 0,2	32003-06	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327 (модификация RTU-327LV)	41907-09	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 (модификация СТВ-01Л)	49933-12	1 шт.
Методика поверки МП-312235-014-2018	-	1 экз.
Формуляр ФО ГТЭС0054.226	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-014-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии комплектной мобильной ГТЭС на МГТЭС ПС «Кирилловская». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 22.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока.  
Методика поверки;

- измерительные трансформаторы напряжения по МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3}...35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя и ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;



- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
  - по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
  - счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
  - счетчики электроэнергии многофункциональные типа Альфа - по документу «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа Альфа. Методика поверки», согласованному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», с помощью установок МК6800, МК680 или аналогичного оборудования с классом точности не хуже 0,05;
  - устройства сбора и передачи данных серии RTU-327 по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
  - комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 - по документу МП 49933-12 «Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01. Методика поверки», утвержденному руководителем ФБУ «Пензенский ЦСМ» 16.12.2011 г.;
  - радиочасы МИР РЧ-02-01 (рег. № 46656-11);
  - прибор комбинированный Testo-622 (рег. № 44744-10).
- Допускается применять средства поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии комплектной мобильной ГТЭС на МГТЭС ПС «Кирилловская»**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

**Изготовитель**

Акционерное общество «Мобильные газотурбинные электрические станции»  
(АО «Мобильные ГТЭС»)  
ИНН 7706627050  
Адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4, блок Б  
Телефон: +7 (495) 782-39-60  
Факс: +7 (495) 782-39-61  
E-mail: [info@mobilegtes.ru](mailto:info@mobilegtes.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.                    « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.