

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 41907-09 (Рег. № 41907-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

### Принцип действия

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутный профиль мощности. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер ИВК с периодичностью один раз в сутки считывает из УСПД 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и самого УСПД. Считанные данные записываются в базу данных.

При помощи программного обеспечения (ПО) сервер ИВК осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML - макеты электронного документа 80020).

С уровня ИВК Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ) осуществляется передача XML макетов 80020 по протоколу ftp либо по электронной почте на АРМ ПАО «Т Плюс».

XML макеты 80020 обрабатываются АРМ ПАО «Т Плюс», шифруются, подписываются ЭЦП и передаются в АО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Мордовское РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется УССВ-35HVS производства ООО «Эльстер Метроника». УССВ-35HVS осуществляет прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД и УССВ-35HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УССВ-35HVS осуществляется независимо от показаний часов УСПД и УССВ-35HVS.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ яч.2 "Юго-Западная-1"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2160135 Зав. № 2160152 Зав. № 2160125 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 Кл. т 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 706930 Зав. № 706849 Зав. № 706931 Рег. № 14205-94  НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 495 Зав. № 551 Зав. № 533 Рег. № 24218-08	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276631 Рег. № 31857-11	RTU-327 Зав. № 006515 Рег. № 41907-09	Smartum Rack-4262-W	активная реактивная
2	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ яч.4 "Юго-Западная-2"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2189150 Зав. № 2189160 Зав. № 2189180 Рег. № 3190-72		A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276627 Рег. № 31857-11			активная реактивная
3	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ яч.13 "Резинотехника-1"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 1697180 Зав. № 1697183 Зав. № 1697160 Рег. № 3190-72		A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276623 Рег. № 31857-11			активная реактивная
4	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ яч.14 "Резинотехника-2"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 1695155 Зав. № 1695152 Зав. № 1695130 Рег. № 3190-72		A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276642 Рег. № 31857-11			активная реактивная
5	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ яч.16 "Восточная-2"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2052130 Зав. № 2052160 Зав. № 2052140 Рег. № 3190-72		A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276625 Рег. № 31857-11			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 110 кВ яч.17 "Восточная- 1"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 1906125 Зав. № 1906160 Зав. № 1906145 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276618 Рег. № 31857-11	RTU-327 Зав. № 006515 Рег. № 41907-09	Smartum Rack-4262-W	активная реактивная
7	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 110 кВ яч.6 "Светотех- ника-1"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2001140 Зав. № 2001120 Зав. № 2001150 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 Кл. т 0,5 110000:√3/ 100:√3	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276624 Рег. № 31857-11			активная реактивная
8	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 110 кВ яч.8 "Светотех- ника-2"	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1895150 Зав. № 1895160 Зав. № 1895170 Рег. № 3190-72	Зав. № 706930 Зав. № 706849 Зав. № 706931 Рег. № 14205-94	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276629 Рег. № 31857-11			активная реактивная
9	Саранская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч.№10, ВЛ -110 кВ Центролит-1	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1999120 Зав. № 1999180 Зав. № 1999160 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 495 Зав. № 551 Зав. № 533	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276620 Рег. № 31857-11			активная реактивная
10	Саранская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч.№11, ВЛ -110 кВ Центролит-2	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 1694180 Зав. № 1694181 Зав. № 1694182 Рег. № 3190-72	Рег. № 24218-08	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276636 Рег. № 31857-11			активная реактивная
11	Саранская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч.№7, ОМВ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 2516120 Зав. № 2516180 Зав. № 2516140 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276646 Рег. № 31857-11			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
12	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 35 кВ яч.1 ВЛ-35 кВ "Центральная котельная"	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2555 Зав. № 2530 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т 0,5 35000:√3/ 100:√3 Зав. № 1274569 Зав. № 1145273 Зав. № 1146110 Рег. № 912-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276635 Рег. № 31857-11	RTU-327 Зав. № 006515 Рег. № 41907-09	Smartum Rack-4262-W	активная реактивная	
13	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 35 кВ яч.3 ВЛ-35 кВ "Лямбирь"	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2286 Зав. № 2278 Рег. № 3689-73		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276640 Рег. № 31857-11			активная реактивная	
14	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 35 кВ яч.5 ВЛ-35 кВ "Ромодано- во"	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2508 Зав. № 2530 Рег. № 3689-73		ЗНОМ-35-65 Кл. т 0,5 35000:√3/ 100:√3 Зав. № 1232488 Зав. № 1232556 Зав. № 1232536 Рег. № 912-70			A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276644 Рег. № 31857-11	активная реактивная
15	Саранская ТЭЦ-2 ОРУ- 35 кВ яч.7 ВЛ-35 кВ "Атемар"	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2574 Зав. № 2524 Рег. № 3689-73		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Зав.№ 01276645 Рег. № 31857-11			активная реактивная	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
		3	4	5	6
1	2				
1 - 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
1 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
1 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,1	±4,6	±3,9
	0,6	-	±5,4	±3,8	±3,5
	0,71	-	±4,7	±3,5	±3,3
	0,87	-	±4,0	±3,2	±3,1

Ход часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ ±5 с/сут.

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

3 В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С;

относительная влажность воздуха от 30 до 80 % при 25 °С.

5 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;

температура окружающей среды:

для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;

относительная влажность воздуха от 75 до 98 % при 25 °С.

6 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005; в режиме измерения реактивной электроэнергии согласно описанию типа Рег. № 31857-11.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчики Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч;

УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  ч;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  ч;
- для сервера  $T_v \leq 1$  ч;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  ч;
- для модема  $T_v \leq 1$  ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:  
клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;  
панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;  
наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, УСВ, сервере, АРМ;  
организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;  
защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики Альфа А1800 - не менее 74 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 сут; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений указана в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-110/50	33 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	8 шт
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3 шт
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RAL-P4GE-DW-4	15 шт
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт
Устройство синхронизации времени	УССВ-35HVS	1 шт
Сервер	Smartum Rack-4262-W	1 шт
Методика поверки	РТ-МП-4448-500-2017	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.346 ПФ	1 шт.

## **Поверка**

осуществляется по документу РТ-МП-4448-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 28.06.2017 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков Альфа А1800 - по методике проверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2012 г.;

УСПД RTU-327 - по методике проверки по методике проверки ДЯИМ466215.007 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Энергомонитор 3.3Т1-С, измеряющий параметры электросети. Регистрационный № 39952-08;

Прибор комбинированный Testo 622, измеряющий рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ. Регистрационный № 39952-08;

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Регистрационный № 46656-11);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

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

приведены в аттестованном документе.

Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ).

Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0010/2017-01.00324-2011 от 19.06.2017 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Саранской ТЭЦ-2 (ВЛ-35 кВ, ВЛ-110 кВ)**

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

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

## **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 7715671659

Адрес: 143421, Московская область, Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», территория бизнес-центра «Рига-Ленд», строение 3

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08



**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»  
(ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»)  
ИНН 7706292301

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Пушкарская, д.46, 4-й этаж

Телефон: +7(4922) 47-09-36

Факс: +7(4922) 47-09-37

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31

Телефон: +7(495)544-00-00, +7(499)129-19-11

Факс: +7(499)124-99-96

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

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.