

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановской ТЭЦ-3

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановской ТЭЦ-3 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе комплексов технических средств «Энергия+» (Госреестр № 21001-11) (далее – КТС «Энергия+»), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек учёта (ИИК ТУ), 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Ивановской ТЭЦ-3, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в 30 мин) и/или 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, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники ОРЭМ;
- 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);
- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;
- 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на сервер ИВК, где осуществляется хранение и накопление измерительной информации.

Сервер ИВК с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутный профиль мощности и журналы событий для каждого канала учета.

Сервер ИВК при помощи базового программного обеспечения (БПО) КТС «Энергия+» осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML – макеты электронного документа 80020).

С уровня ИВК Ивановской ТЭЦ-3 осуществляется передача XML макетов 80020 по протоколу ftp или по электронной почте на АРМ ПАО «Т Плюс».

XML макеты 80020 обрабатываются АРМ ПАО «Т Плюс», шифруются, подписываются электронно-цифровой подписью (ЭЦП) и передаются в АО «АТС», центр сбора информации (ЦСИ) филиала ОАО «СО ЕЭС» Костромское РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется календарное время.

СОЕВ АИИС КУЭ Ивановской ТЭЦ-3 состоит из часов: приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электроэнергии.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) и передает в устройство сервисное один раз в час. Синхронизация часов устройства сервисного происходит непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера ИВК и устройства сервисного происходит непрерывно. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера ИВК и устройства сервисного на величину более чем  $\pm 1,6$  с.

Сравнение показаний часов сервера ИВК и счетчиков происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера ИВК и счетчиков на величину более чем  $\pm 1$  с.

## Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части БПО КТС «Энергия+», входящей в состав ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	КТС «Энергия+»
Идентификационное наименование ПО	kerne16.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4
Цифровой идентификатор ПО	35BFFAA209E251513773DFC0C7EFA720
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5
Идентификационное наименование ПО	Writer.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4
Цифровой идентификатор ПО	87AF3E265C87891D3B6E2CAD3CF556FB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5
Идентификационное наименование ПО	IcServ.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4
Цифровой идентификатор ПО	9F1FA0529A198BF951B9063ED427EFE2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Уровень защиты БПО КТС «Энергия+» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по 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	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7
1	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, ТГ-1 вывод 6 кВ	ТШЛ 20; Кл.т.0,5; Ктт=8000/5; Зав № 5716; 5720; 5540; Госреестр № 1837-63	ЗНОМ-15-63; Кл.т.0,5; Ктт=6000:√3/ 100:√3; Зав № 35158; 35326; 39153; Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051659; Госреестр № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ	Активная Реактивная
2	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, ТГ-2 вывод 10 кВ	ТШВ15; Кл.т.0,5; Ктт=8000/5; Зав № 716; 731; 724; Госреестр № 1836-63	ЗНОМ-15-63; Кл.т.0,5; Ктт=10000:√3/ 100:√3; Зав № 42235; 42232 54709; Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051111; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, ТГ-3 вывод 10 кВ	ТШВ15; Кл.т.0,5; Ктт=8000/5; Зав № 128; 126; 122; Госреестр № 1836-63	ЗНОМ-15-63; Кл.т.0,5; Ктт=10000: $\sqrt{3}/$ 100: $\sqrt{3}$ ; Зав № 104; 147; 143; Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03050922; Госреестр № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ	Активная Реактивная
4	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, ТГ-4 вывод 10 кВ	ТШВ15; Кл.т.0,5; Ктт=8000/5; Зав № 25; 81; 22; Госреестр № 1836-63	ЗНОЛ.06; Кл.т.0,5; Ктт=10000: $\sqrt{3}/$ 100: $\sqrt{3}$ ; Зав № 1383; 12956; 11025; Госреестр № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051132; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
5	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, 1 с. 1 Р.Ш., яч. 3	ТЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 4872; 4877; 0550; Госреестр № 2473-00	НОМ-6; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 2835; 2333; Госреестр № 159-49	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03050350; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
6	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, 1 с. 2 Р.Ш., яч. 6	ТЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 3485; 3641; 3878; Госреестр № 2473-00	НОМ-6; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 2360; 2149; Госреестр № 159-49	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 01056203; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
7	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 1РО, яч. 9	ТЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 2368; 8578; 2263; Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 237; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051874; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
8	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 1Р, яч. 10	ТВЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1000/5; Зав № 4496; 3948; 4883; Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 487; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03050318; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 2РО, яч. 3	ТЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 23953; 21241; 06858; Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 1351; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051064; Госреестр № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ	Активная Реактивная
10	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 2Р, яч. 1	ТВЛМ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 23932; 94309; 24103; Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 1288; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051078; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
11	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 3РО, яч. 1	ТВК-10; Кл.т.0,5; Ктт=1000/5; Зав № 17926; 12863; 12712; Госреестр № 8913-82	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 249; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051671; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
12	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 3Р, яч. 1	ТВК-10; Кл.т.0,5; Ктт=1000/5; Зав № 12865; 12836; 12723; Госреестр № 8913-82	НАМИ-10-95 УХЛ2; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 505; Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051688; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
13	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, раб. возбуд. ТГ-4 ввод 10 кВ	ТПОЛ-20; Кл.т.0,5; Ктт=400/5; Зав № 319; 324; 56; Госреестр № 5716-76	ЗНОЛ.06; Кл.т.0,5; Ктт=10000:√3/ 100:√3; Зав № 1383; 12956; 11025; Госреестр № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051216; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
14	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, с. 4Р, яч. 9	ТОЛ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 5339; 32564; 7212; Госреестр № 7069-02	НАМИ-10; Кл.т.0,2; Ктт=6000/100; Зав № 1062; Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 0105064080; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
15	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, 2 с. 1 Р.Ш., яч. 3	ТОЛ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 5546; 601; 5548; Госреестр № 7069-02	НОМ-6; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 1884; 1803; 1866; Госреестр № 159-49	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051041; Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Ивановская ТЭЦ-3 110/10/6 кВ, КРУ-6 кВ, 2 с. 2 Р.Ш., яч. 1	ТОЛ-10; Кл.т.0,5; Ктт=1500/5; Зав № 039; 623; 600; Госреестр № 7069-02	НОМ-6; Кл.т.0,5; Ктт=6000/100; Зав № 1884; 1803; 1866; Госреестр № 159-49	СЭТ-4ТМ.03; Кл.т.0,2S/0,5; Зав № 03051649; Госреестр № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ	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 эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{(2)}} \%,$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5 \%}$	$d_{5 \%},$ $I_{5 \%} \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$d_{20 \%},$ $I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$d_{100 \%},$ $I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1 – 13, 15, 16 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,2S	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
14 ТТ - 0,5; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,1
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{2 \%}} \%,$ $I_{2 \%} \leq I_{изм} < I_{5 \%}$	$d_{5 \%},$ $I_{5 \%} \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$d_{20 \%},$ $I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$d_{100 \%},$ $I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1 – 13, 15, 16 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	0,9	-	±6,6	±4,1	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
14 ТТ - 0,5; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,9	-	±6,4	±3,8	±2,4
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{I_{(2)\%P}}$  и  $d_{I_{(2)\%Q}}$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I_{(2)\%P}}$  и  $d_{I_{(2)\%Q}}$  для  $\cos \varphi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;

- сила тока от  $1,2 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от + 15 до + 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
- напряжение переменного тока питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила переменного тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;
- температура окружающей среды:
- для счетчиков электроэнергии от + 5 °С до + 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика электроэнергии и УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

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, 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:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТВК-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10	9
Трансформатор тока	ТПОЛ-20	3
Трансформатор тока	ТШВ15	9
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт»	HP Proliant DL140	1
Модуль интерфейсов (RS485/RS232;ПДС)	НЕКМ.426479.001-02	7
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 750VA	4
Плата полудуплексной связи внешнего подключения 4-канальная	НЕКМ.426419.006	1
Плата ввода внешнего подключения	НЕКМ.426419.004	1
Приемник меток времени GPS	НЕКМ.426479.011	1
Устройство сервисное	УС-01 НЕКМ.426479.010	1
Сервер	Depo Storm 2200K4	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	1
Комплекс технических средств «Энергия+»	КТС «Энергия+»	1
Базовое программное обеспечение	БПО КТС «Энергия+»	1 комплект
Методика поверки	РТ-МП-3388-500-2016	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.344 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3388-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановской ТЭЦ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2016 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.



Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от - 40 до + 50°С, цена деления 1°С.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановской ТЭЦ-3. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0019/2016-01.00324-2011 от 15.06.2016 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ивановской ТЭЦ-3**

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**

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

ИНН 7706292301

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

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

#### **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

Тел.: +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.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.