

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» Третья очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» Третья очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации ОАО «Татэнергосбыт» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), измерительные каналы (ИК), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) «Сикон С1» (Госреестр №15236-03) и «Сикон С70» (Госреестр №28716-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении) «ИКМ-Пирамида» (Госреестр №45270-10); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2; технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, отправки/приема информации о результатах измерений и состояниях средств измерений в виде макетов XML форматах по электронной почте от других участников (другим участникам) ОРЭМ, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

В ИВК «ИКМ-Пирамида» обеспечивается автоматическая синхронизация времени встроенных часов во всех средствах измерений, подключенных к ИВК «ИКМ-Пирамида», входящих в измерительный канал, с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Ведение системы единого времени (измерение времени, синхронизация времени, коррекция времени), возможность автоматической синхронизации по сигналам проверки времени обеспечена подключением к ИВК устройства синхронизации времени УСВ-2. Сличение времени ИВК, УСПД и счетчиков осуществляется один раз в сутки. Коррекция системного времени производится не реже

одного раза в сутки, при достижении расхождения времени ИВК , УСПД и счетчиков +/- 2 с. Погрешность системного времени не превышает +/- 5 с.

Также уровень ИВК АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» производит прием данных об измерениях 30-минутных приращений количества активной и реактивной электроэнергии по измерительным каналам АИИС КУЭ, данные с которых передаются по договору информационного обмена в АИИСКУЭ ОАО «Татэнергосбыт» (в виде XML – файла), перечень приведен в таблице 1.

ИК, входящие в состав АИИСКУЭ, данные с которых передаются по договору информационного обмена в АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт».

Таблица 1

Наименование объекта учета (измерительного канала)	Номер госреестра описания типа АИИС и номер точки учета.
РТП №124/23, СШ-1 6 кВ яч.108 ОАО «РЖД» ст.Тунгуча	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 13
РТП №124/23, СШ-1 6 кВ, яч.106 ОАО «СВТНП»	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 6
РТП №124/23, СШ-1 6 кВ, яч.109 ОАО «СВТНП»	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 7
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.107 ПС Нижнекамская ОАО «СЗМН»	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 10
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.208 ОАО «РЖД» ст.Тунгуча	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 14
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.206 ОАО «СВТНП»	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 8
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.209 ОАО «СВТНП»	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 9
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.207 ОАО «СЗМН» ПС Узловая	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 11
РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.210 ОАО «СЗМН» ПС Узловая	Система автоматизированная информационная- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИСКУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ- ЭНЕРГОСБЫТ» № Гос. реестра 56200-14 ИК № 12

Продолжение таблицы 1

ПС Агрыз-Т фидер № 6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Агрыз" ОАО "Российские Железные Дороги" № Гос.р. 33365-06
ПС Агрыз-Т фидер № 69	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Агрыз" ОАО "Российские Железные Дороги" № Гос.р. 33365-06
ГМ Елабуга, ТП-475, Ввод Т 1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО "Тандер". № Гос.р. 47516-11 ИК 48
ГМ Елабуга, ТП-475, Ввод Т 2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО "Тандер". № Гос.р. 47516-11 ИК 49
Заинская ГРЭС, ОРУ 110 кВ., ОВВ 110 кВ.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Заинская ГРЭС № Гос. реестра 57754-13 ИК № 32
Заинская ГРЭС, ОРУ 110 кВ., СШ-1 110 кВ., яч. 16 ВЛ-110 кВ. Заинская ГРЭС-Танеко.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Заинская ГРЭС № Гос. реестра 57754-13 ИК № 33

ИК, входящие в состав не автоматизированных систем учета, данные с которых передаются по договору информационного обмена в АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт».

Таблица 2

Порядковый номер	Наименование точки измерения
1	РП-2 (6 кВ), V с.ш., яч.57
2	РП-2 (6 кВ), III с.ш., яч.39
3	РП-2 (6 кВ), IV с.ш., яч.20
4	РП-1 (6 кВ), IV с.ш., яч.8
5	РП-1 (6 кВ), I с.ш., яч.56
6	РП-1 (6 кВ), I с.ш., яч.54
7	РП-1 (6 кВ), IV с.ш., яч.16
8	ГПП-2 (110/10 кВ), ОРУ-110/10 кВ, ШМ №1 (10 кВ)
9	ГПП-2 (110/10 кВ), ОРУ-110/10 кВ, ШМ №2 (10 кВ)
10	II зона, ГПП-2 (110/6 кВ), ЗРУ-6 кВ, V с.ш., яч.117
11	Корпус АИК-24, ввод от ТП-33 (6/0,4 кВ), I с.ш. (0,4 кВ), ф.4/2
12	Корпус АИК-24, ввод от ТП-33 (6/0,4 кВ), II с.ш. (0,4 кВ), ф.7/2
13	Корпус АИК-24, ввод от ТП-25 (6/0,4 кВ), I с.ш. (0,4 кВ), ф.2
14	Корпус АИК-24, ввод от ТП-33 (6/0,4 кВ), I с.ш. (0,4 кВ), ф.3/1
15	ТП-34 (6/0,4 кВ), I с.ш. (0,4 кВ), ф.3/1
16	ТП-34 (6/0,4 кВ), II с.ш. (0,4 кВ), ф.8/3

Продолжение таблицы 2

17	ТП-33 (6/0,4 кВ), а №1, Кл-0,4 кВ «ТП-33 ОАО «НКШ»- ООО «Камшинтранс»»
18	ООО «РРТ-Озерки Нижнекамск», ВРУ-1 (0,4 кВ), Кл-0,4 кВ №1 ООО «РРТ-Озерки Нижнекамск - АЗС 45 ООО «Автодорсторй»
19	ООО «РРТ-Озерки Нижнекамск», ВРУ-1 (0,4 кВ), Кл-0,4 кВ №2 ООО «РРТ-Озерки Нижнекамск - АЗС 45 ООО «Автодорсторй»
20	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P1
21	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P2
22	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P3
23	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P4
24	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P5
25	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P6
26	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P7
27	ТП-105 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P8
28	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P1
29	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P2
30	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P3
31	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P4
32	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P5
33	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P6
34	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P7
35	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., P8
36	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P9
37	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P10
38	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P11
39	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P12
40	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P13
41	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P14
42	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P15
43	ТП-100 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, II с.ш., P16
44	ТП-85 (10/0,4 кВ), III с.ш., ф.1/5
45	Отпайка от ВЛ-10 кВ на КТП 250 кВА ООО «Кама-Ласт»
46	Корпус №78 ОАО «Нижнекамскшина», ШР (0,4 кВ), А-9
47	Отпайка от ВЛ-10 кВ «яч.22 РРП-6-ТП-100, 106» на опоре №3 в сторону КТП-250 кВА
48	ВРУ-1 ПЧ-57, ЩУЭ, ШР-2 (0,4 кВ), гр.1, Отходящий кабель к ВРУ-0,4 кВ АЗС №444
49	ВРУ-0,4 кВ Поликлиники, ввод от ТП-34 (6/0,4 кВ), II с.ш. (0,4 кВ), ф.8/2
50	ВРУ-0,4 кВ Поликлиники, ввод от ТП-34 (6/0,4 кВ), II с.ш. (0,4 кВ), ф.8/2
51	РП-4 (6 кВ), II с.ш., ф.57
52	РП-4 (6 кВ), IV с.ш., ф.2а

Описание метрологических и технических характеристик ИИК, по которым производятся коммерческие расчеты на ОРЭМ, приведены в таблице 4 и 5.

АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам

учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;

средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;

календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в энергонезависимой базе данных электросчетчиков, УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, УСПД и ИВК хранится служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ и другим участникам ОРЭМ.

В АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи (вторичным измерительным цепям) поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Все электросчетчики обеспечивают ведение астрономического календаря, с возможностью коррекции текущего времени с верхнего уровня. Точность хода часов +/- 3 сек.

Измерительная информация сохраняется в энергонезависимой памяти электросчетчиков.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает по запросу или в автоматическом режиме на входы УСПД где осуществляется хранение измерительной информации, ее дальнейшая обработка, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача накопленных данных по различным каналам связи (выделенным, GSM, КСПД и др.) на верхний уровень системы (ИВК). УСПД обеспечивают ведение астрономического календаря, с возможностью коррекции текущего времени с верхнего уровня. Точность хода часов +/- 1 сек.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача/прием информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК «ИКМ-Пирамида» через интернет провайдера.

Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Информация от смежных участников оптового рынка электроэнергии по измерениям передается в ИВК посредством электронной почты в согласованных заранее форматах (макетах типа 80020, 80040) и в дальнейшем используется при формировании отчетных данных с помощью ПО «Пирамида» при условии, что смежные системы АИИС КУЭ соответствуют всем требованиям, предъявляемым к

информационно измерительным системам, которые могут использоваться для коммерческих расчетов на ОРЭМ. Каждой такой точке измерения присваивается свой индивидуальный номер, который позволяет однозначно идентифицировать соответствующую точку измерений и использовать полученную информацию для обработки, хранения и передачи заинтересованным пользователям АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт».

Для непосредственного подключения через оптический порт к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с установленным программным обеспечением «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и устройством сопряжения оптического УСО-2 ИЛГШ.468351.008 ТУ с последующей передачей данных на АРМ ИВК «ИКМ-Пирамида».

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

В качестве сервера базы данных используется IBM PC совместимый компьютер в серверном исполнении и каналобразующей аппаратурой.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- 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 оптового и розничного рынков 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков и УСПД.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, УСПД, ИКМ, СБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-2 происходит от GPS-приемника.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем

самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей ± 1 с.

Сличение времени УСПД с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Программное обеспечение

Выполнение всех интеллектуальных функций ИВК «ИКМ-Пирамида» обеспечивает прикладное программное обеспечение (ПО «Пирамида -2000»), которое внесено в Госреестр в составе ИВК «ИКМ-Пирамида» №45270-10.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «ИКМ-Пирамида» и определяются классом точности применяемых трансформаторов тока, напряжения и электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5; 0,5S).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «ИКМ-Пирамида», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт», приведены в таблице 3.

Программное обеспечение (далее ПО) «Пирамида 2000» состоит из двух частей:

ПО «Пирамида 2000. Сервер» является серверной частью ПО «Пирамида 2000». Работает под управление операционной системы Windows на базе Microsoft SQL Server 2008. Выполняет функции:

- обеспечение сбора данных с различных интеллектуальных устройств по различным каналам и протоколам связи;
- ведение точного времени в системе;
- расчеты по собранным данным различных учетных показателей;
- контроль собранных и рассчитанных данных на достоверность;
- подготовка данных для отображения на автоматизированных рабочих местах (АРМ) диспетчеров и операторов комплекса;
- отслеживание состояния системы и регистрация возникающих в ней событий;
- автоматическое формирование и рассылка отчетов для внешних систем;
- обеспечение СОЕВ;
- взаимодействие с другими системами.

ПО «Пирамида 2000. АРМ» является клиентской частью ПО «Пирамида 2000». Работает под управление операционной системы Windows. Выполняет функции:

- подключение к базе данных и сервисам ПО «Пирамида 2000. Сервер»
- отображение и редактирование данных, собранных (рассчитанных) ПО «Пирамида 2000»;
- формирование отчетов.

Таблица 3

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	№ версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	
1	2	3	4	5	
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	Версия 10	7F25C98597E4995B240CF0FF56873DE2	MD5	
	драйвер работы с БД		85E2ACEF6EC2C930F63EB84844C0FCB9		
			DD16064F13B19F8EDFF9A4291DFEFAC2		
	драйвер работы с макетами форматов 800x0		2992E9C7FD70E017BDA705FFA05234BE		
	драйвер работы с СОЕВ		07D2FA4F827B2FBA012AFAA5C3A9C527		
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ		894B8C21B66F4B6BCBB552E8CD8FB269		
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ, Меркурий-230		3030E2CD1386B8FB67288C44A5AB9EA8		
			9A06CB388647A145ACB45397E92771AD		
			C191B0EED242C1D8DD3FAACBF1B94244		
			EC3102DC0C4994700519CD66FD51FFED		
			1295D3022B6DC99C497A4C9F1FFE6402		
			6A0D33E2287A5E5507EBACEEEA6861D5		
			A63BC946C9D0244FB639E760ADDA0D81		
	Метрологически значимые модули			52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
				6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
		48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F			
		ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F			
		1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75			

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно МИ 3286-2010 соответствует уровню С.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4

Параметр	Значение
1	2
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С – трансформаторов тока и	от -20 до +55 от -40 до +50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	220; 110; 6; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	3;1; 0,8; 0,4;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1;5
Количество точек учета (ИИК) шт.	13
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в Таблице 5.

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» и их основные метрологические характеристики

Таблица 5

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Заводская» (220/110/6) ВЛ-220 кВ. «Заводская-Танеко»	TG-145 КТ 0,2S Ктт=1000/1 Госреестр № 30489-09	НКФ-220-58У1 КТ 0,5 Ктт= 220000/100 Госреестр № 1382-60	СЭТ-4ТМ.03.16 КТ 0,2s/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
2	ПС «Нижнекамская» (220/110/10) ВЛ-110 кВ. «Нижнекамская-Танеко»	TG-145 КТ 0,2S Ктт=1000/1 Госреестр № 30489-09	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 110000/100 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.16 КТ 0,2s/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±0,8 ±1,4	±0,8 ±1,5
3	п\ст "Нижнекамская" (220/110/35/10 кВ), ОРУ-110 кВ, яч. 5	ТВ-110 КТ 0,2 Ктт=1000/1 Госреестр № 20644-03	НКФ-110-57У1 КТ 0,2 Ктт= 110000/100 Госреестр № 24218-03	СЭТ 4ТМ 03М КТ 0,2s/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
4	п\ст "Нижнекамская" (220/110/35/10 кВ), ОРУ-110 кВ, яч. 19	ТВ-110 КТ 0,2 Ктт=1000/1 Госреестр № 20644-03	НКФ-110-57У1 КТ 0,2 Ктт= 110000/100 Госреестр № 24218-03	СЭТ 4ТМ 03М КТ 0,2s/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,0 ±1,9	±1,1 ±2,2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС «Узловая» (220/110/35/6) ВЛ-220 кВ. «Узловая- Танеко»	TG-245 КТ 0,2S Ктт=1000/1 Госреестр № 15651-96	НКФ-220—58У1 КТ 0,5 Ктт= 220000/100 Госреестр № 14626-00	СЭТ 4ТМ 03М КТ 0,2s/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная реактивная	±1,0 ±1,2	±1,0 ±1,2
6	ПС «КБК» (110/6) ф-17	ТШЛ-10 КТ 0,5 S Ктт=3000/5 Госреестр № 6811-78	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 380-49	Меркурий 230ART2-00 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 23345-07	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,5 ±2,7	±1,6 ±3,0
7	ПС «КБК» (110/6) ф-53	ТШЛ-10 КТ 0,5 S Ктт=3000/5 Госреестр № 6811-78	НАМИ-10 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 11094- 87	Меркурий 230ART2-00 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 23345-07	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,5 ±2,7	±1,6 ±3,0
8	ПС «КБК» (110/6) ф-18	ТШЛ-10 КТ 0,5 S Ктт=3000/5 Госреестр № 6811-78	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 380-49	Меркурий 230ART2-00 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 23345-07	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±1,6 ±3,0
9	ПС «КБК» (110/6) ф-54	ТШЛ-10 КТ 0,5 S Ктт=3000/5 Госреестр № 6811-78	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 380-49	Меркурий 230ART2-00 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 23345-07	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,5 ±2,7	±1,6 ±3,0
10	ПС «КБК» (110/6) ф-8	ТЛК-10-6 (5) КТ 0,5 Ктт=800/5 Госреестр № 9143-01	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 380-49	СЭТ 4ТМ 03.01 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 27524-04	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,6 ±3,1	±1,8 ±4,2

Продолжение таблицы 5

11	ПС «КБК» (110/6) ф-19	ТЛК-10-6 (5) КТ 0,5 Ктт=800/5 Госреестр № 9143-01	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 380-49	СЭТ 4ТМ 03.01 КТ 0,5s/1,0 Госреестр № 27524-04	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,6 ±3,1	±1,8 ±4,2
12	ПС «КБК» (110/6) ТСН-1 ГЩУ пан.51	ТК-0,66 (5) КТ 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 1407-60	-	СЭТ 4ТМ 02.02 КТ 0,5/0,5 Госреестр № 20175-01	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,6 ±2,8	±1,8 ±3,8
13	ПС «КБК» (110/6) ТСН-2 ГЩУ пан.51	ТК-0,66 (5) КТ 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 1407-60	-	СЭТ 4ТМ 02.02 КТ 0,5/0,5 Госреестр № 20175-01	СИКОН С 70 Госреестр № 28822-05	активная реактивная	±1,6 ±2,8	±1,8 ±3,8

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,02 \cdot U_{\text{НОМ}}$;
 - сила тока от $I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$;
 - сила тока от $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ для ИИК 1-13;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$;
 - для счетчиков электроэнергии Меркурий 230 от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $55 ^\circ\text{C}$;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
 - для сервера от 10 до $40 ^\circ\text{C}$
 - для УСПД от минус $10 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 5. 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:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (СИКОН С70) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- ИКМ «Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 7$ сут;
- для УСПД $T_v \leq 24$ ч;
- для сервера $T_v \leq 1$ ч;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ 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, УССВ, 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:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 85 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6.

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Трансформатор тока	TG-145	6
2	Трансформатор тока	TB-110	6
3	Трансформатор тока	TG-245	3
4	Трансформатор тока	ТШЛ-10	12
5	Трансформатор тока	ТЛК-10-6 (5)	6
6	Трансформатор тока	ТК-0,66 (5)	6
7	Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	2
8	Трансформатор напряжения	НАМИ-110-УХЛ1	1
9	Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	2
10	Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
11	Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
12	Счётчик электрической энергии	Меркурий 230	4
13	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	4
14	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5
15	Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	4
16	Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С1	1
17	Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
18	Информационно-вычислительный комплекс	ИКМ-"Пирамида"	1
19	Программное обеспечение	"Пирамида 2000"	1
20	Методика поверки	ТЭС 055.215.00.03.00 МП	1

Продолжение таблицы 6.

1	2	3	4
21	Методика измерений	ТЭС 055.215.00.03.00 МИ	1
22	Формуляр	ТЭС 055.215.00.03.00 ФО	1
23	Руководство по эксплуатации	ТЭС 055.215.00.03.00 РЭ	1

Поверка

Поверка осуществляется по документу ТЭС 055.215.00.03.00 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» Третья очередь. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан» в сентябре 2014 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- Меркурий 230 по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2007 г.;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- ИКМ «Пирамида» - по методике ВЛСТ 230.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2010 г.;
- УСПД СИКОН С1 – по методике поверки «ВЛСТ 166.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 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, диапазон измерений от минус 40 до 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методике измерений изложены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» Третья очередь. Методика измерений» ТЭС 055.215.00.03.00 МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» Третья очередь

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

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

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

4 ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «ЭнергоСервисСпец».

Юридический адрес: : 420030, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая, д. 80.

Адрес местонахождения: 420030, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая, д. 80

Тел.: (843) 5127836,

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «ЦСМ Татарстан».

(ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан»)

Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, 24

тел./факс: (843) 291-08-33

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30065-09 от 06.11.2009 г.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2015 г.