

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» седьмая 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 многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-ти минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 минут и данных о состоянии средств измерений;

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

- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные места (АРМы);

- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера ОАО «Сетевая компания»;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей доступа и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- обеспечение подготовки данных об измеренных величинах и о состоянии средств измерений в заранее согласованных XML форматах (макетах) для передачи их по электронной почте участникам Оптового Рынка Электрической Энергии и Мощности (ОРЭМ), а так же приемки по электронной почте аналогичных макетов от АИИС КУЭ смежных участников ОРЭМ с последующей загрузкой полученных данных в специализированную базу данных АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт». Состав данных в макетах – результаты измерений и состояние средств измерений (формируются разными макетами).

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» включает в себя следующие уровни.

Первый уровень включает в себя измерительно-информационные комплексы (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее – счетчики), установленные на объектах, указанных в таблице 12.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «Сикон С1» (Госреестр №15236-03) и «Сикон С70» (Госреестр №28822-05), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы), УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). 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 (Госреестр №41681-10); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей и программное обеспечение (ПО) "Пирамида 2000".

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  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Описание метрологических и технических характеристик ИИК, по которым производятся коммерческие расчеты на ОРЭМ, и которые включены в АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ по отношению к ОАО «Татэнергосбыт», приведены в приложениях (описании типов средств измерений) свидетельств об утверждении типов средств измерений данных АИИС КУЭ. Номера Госреестра по каждой АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ приведены в таблице 13.

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

1) 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;

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

3) 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 электропитания 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  $\pm 3$  с.

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  $\pm 2$  с.

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 multifunctional 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) и в дальнейшем используется при формировании отчетных данных с помощью ПО «Пирамида 200» 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».

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.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах с 1 по 10.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 9

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 10

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО – MD5.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК и метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 11, 12.

Таблица 11

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 12
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 напряжения, °С	от минус 40 до 60; от минус 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; 35
Первичные номинальные токи, кА	2; 1,2; 1; 0,6; 0,3; 0,15
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета (ИИК) шт.	13
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 12

№ п/п	Наименование объекта и ИИК	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
ОАО «Татэнергосбыт» - ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала (по сетям Оренбургской области)								
1	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 220 кВ Бугульма-Михайловская	ТФНД-220 -1; Коэфф. тр. 1200/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэфф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626-06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
2	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 220 кВ Бугульма-Михайловская (резерв)	ТФНД-220 -1; Коэфф. тр. 1200/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэфф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626-06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
3	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 220 кВ Бугульма-Северная	ТФНД-220 -1; Коэфф. тр. 600/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэфф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626-06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
4	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 220 кВ Бугульма-Северная (резерв)	ТФНД-220 -1; Коэфф. тр. 600/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэфф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626-06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
5	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ОВ-220 кВ	ТФНД-220 -1; Коэфф. тр. 2000/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэфф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626-06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ОВ-220 кВ (резерв)	ТФНД-220 -1; Коэф. тр. 2000/1 КТ 0,5 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58; КТ 0,5 Коэф. тр. 220000/100, №Гос. р. 14626- 06	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
ОАО «Татэнергосбыт» - ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала (по сетям Кировской области)								
7	ПС Кутлу-Букаш 220 (220/110/35/6) ВЛ 220 кВ Кутлу- Букаш-Вятские Поляны	ТОГФ-220 КТ 0,2S Ктт=1000/5 Госреестр № 46527-11	ЗНГ-УЭТМ КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,7	±1,8
						реактивная	±0,8	±3,9
ОАО «Татэнергосбыт» - ОАО «Ульяновскэнерго»								
8	ПС Раково ВЛ-110 кВ Раково-Ишеевка	ТФЗМ-110Б КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 24811-03	НКФ-110- 83У1 КТ 0,5 Ктт= 110000/100 Госреестр № 1188-84	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
9	ПС Раково ВЛ-110 кВ Раково-Ишеевка (резерв)	ТФЗМ-110Б КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 24811-03	НКФ-110- 83У1 КТ 0,5 Ктт= 110000/100 Госреестр № 1188-84	СЭТ -4ТМ.02.2 КТ 0,5/1,0 Госреестр № 20175-01	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,0	±2,1
						реактивная	±1,3	±3,9
10	ПС Болгары ВЛ-110 кВ Болгары- Кр.Река с заходом на ПС Матвеевка и отпайкой на ПС Жедяевка	ТГ КТ 0,2S Ктт=300/5 Госреестр № 30489-09	ЗНГ КТ 0,2 Ктт= 110000/100 Госреестр № 41794-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС Болгары ВЛ-110 кВ Болгары-Кр.Река с заходом на ПС Матвеевка и отпайкой на ПС Жедяевка (резерв)	ТГ КТ 0,2S Ктт=300/5 Госреестр № 30489-09	ЗНГ КТ 0,2 Ктт= 110000/100 Госреестр № 41794-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
12	ПС Иске-Рязап ВЛ-35 кВ Иске-Рязап - Тиинск с заходом на ПС Хмелевка	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 Ктт=150/5 Госреестр № 26417-06	ЗНОМ-35-65У1 КТ 0,5 Ктт= 35000/100 Госреестр № 912-70	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9
13	ПС Иске-Рязап ВЛ-35 кВ Иске-Рязап - Тиинск с заходом на ПС Хмелевка (резерв)	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 Ктт=150/5 Госреестр № 26417-06	ЗНОМ-35-65У1 КТ 0,5 Ктт= 35000/100 Госреестр № 912-70	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр №15236-03	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±0,9	±2,9

Таблица 13

Данные, поступающие с автоматизированных информационно-измерительных систем учета смежных участников ОРЭМ		
№ пп.	Наименование точки измерений	Наименование системы, номер Госреестра
1	2	3
ОАО «Татэнергосбыт» - ФСК ЕЭС МЭС Урала		
1	ПС Удмуртская-500 ВЛ-500 кВ Удмуртская – Кармановская ГРЭС	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии "ПС 500 кВ. Удмуртская" регистрационный № 46469-10.
2	ПС Удмуртская-500 ВЛ-500 кВ Удмуртская – Елабуга	
ОАО «Татэнергосбыт» - ФСК ЕЭС МЭС Урала (по сетям Кировской области)		
3	ПС В.Поляны-220 ВЛ-110 кВ В.Поляны- Каенсар	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Вятские Поляны» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Вятские Поляны» регистрационный №42028-09.
4	ПС В.Поляны-220 ОВ-110 кВ	

Примечания:

- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
- 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  $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- 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  $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ от минус  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
    - для сервера от  $10$  до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ ,
    - для УСПД от минус  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- 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.
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у

перечисленных в Таблице 12. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2011. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. После замены измерительных компонентов и восстановления ИК предъявить ИК на внеочередную поверку.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей измерения энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в «Методике поверки» АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» седьмая очередь».

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени ( $\delta_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left( \frac{KK_s * 100\%}{1000 PT_{cp}} \right)^2} \quad , \text{ где}$$

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

$\delta_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.12 измерения электроэнергии, в %;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  - внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600 T_{cp}} * 100\%$$

где

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- Резервирование питания электросчетчиков от цепей переменного тока 220в, УСПД и ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройств АВР ;
- Резервирование каналов связи: информация о результатах измерений и состоянии средств измерений может передаваться/приниматься в/от организации-участники ОРЭМ по коммутируемым каналам связи, GSM и по электронной почте;

Регистрация событий:

- В журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- Журнал УСПД:
- параметрирования;
- коррекция времени в счетчике и УСПД;
- пропадания напряжения.

### Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в табл 14.

Таблица 14

№ п/п	Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество шт.
1	2	3	4	5
1	Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	3694-73	12
2	Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	24811-03	3
3	Трансформаторы тока	TG	30489-09	3
4	Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	26417-06	3
5	Трансформаторы тока	ТОГФ-220	46527-11	3
6	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	14626-06	1
7	Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ	53343-13	1
8	Трансформаторы напряжения	НКФ-110- 83У1	1188-84	1
9	Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	41794-09	1
10	Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65У1	912-70	1
11	Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	5
12	Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	7
13	Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	1
14	Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	15236-03	1
15	Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	4
16	Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
17	Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ «Пирамида»	45270-10	1
18	Программное обеспечение	"Пирамида 2000"		1
19	Методика поверки ТЭС 055.215.00.07.00 МП			1
20	Формуляр			1
21	Руководство по эксплуатации			1

## **Поверка**

осуществляется по документу ТЭС 055.215.00.07.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» седьмая очередь. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 29.01.2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. СИКОН С1. Методика поверки» ВЛСТ166.00.000 И1, утвержденной в 2003 г.;
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной в 2005 г.
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы «Глонас», GlobalPositioningSystem (GPS). (Госреестр № 27008-04).

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

изложены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» седьмая очередь». ТЭС 055.215.00.07.00 МИ.

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

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общетехнические условия.
2. ГОСТ 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
3. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания.

## **Изготовитель**

ООО «ЭнергоСервисСпец»  
Адрес: 420030, РТ, г. Казань, ул. Большая, д. 80  
ИНН 1656067995

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

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

Тел./факс: (843) 291-08-33

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 от 13.05.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.