

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» шестая 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 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 ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 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

фиксируется 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 ± 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 ± 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 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) 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	500; 220
Первичные номинальные токи, кА	2; 1,2
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1;5
Количество точек учета (ИИК) шт.	5
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

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 Волги								
1	ПС Бугульма-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 500 кВ Бугульма-Азот	ТФЗМ-500; Коэфф. тр. 2000/1 КТ 0,5 Госреестр № 6541-78	НКФ-500; КТ 1,0 Коэфф. тр. 500000/100, №Гос. р. 3159-72	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,3	±1,9
						реактивная	±1,5	±2,9
2	ПС Киндери-500 (500/220/110/35/10) ВЛ 500 кВ Киндери-Помары	ТГ-550; КТ 0,2S Ктт=2000/1 Госреестр № 26735-08	СРВ-550; КТ 0,2 Ктт 500000/100, Госреестр №47844-11	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,5	±1,0
			СРВ-550; КТ 0,2 Ктт 500000/100, Госреестр №47844-11			реактивная	±0,7	±2,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС Зеленодольская- 220 (220/110/35/6) ВЛ 220 кВ Зеленодольская- Помары	ТГФ-220 -II КТ 0,2 Ктт=1200/5 Госреестр № 20645-00	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,5	±1,0
			НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05			реактивная	±0,7	±2,5
4	ПС Зеленодольская- 220 (220/110/35/6) ВЛ 220 кВ Зеленодольская- Волжская	ТГФ-220 -II КТ 0,2 Ктт=1200/5 Госреестр № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 20175-01	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,5	±1,0
			НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05			реактивная	±0,7	±2,5
5	ПС Зеленодольская- 220 (220/110/35/6) ОМВ-220 кВ.	ТФЗМ-220 КТ 0,5 Ктт=1200/5 Госреестр № 26006-03	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,7	±1,6
			НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 Ктт= 220000/100 Госреестр № 23044-05			реактивная	±0,8	±3,9

Таблица 13

Данные поступающие с автоматизированных информационных измерительных систем учета смежных участников ОРЭМ		
№ пп.	Наименование точки измерений	Наименование системы, номер Госреестра
1	2	3
ОАО «Татэнергосбыт» - ФСК ЕЭС МЭС Волги		
1	ПС Куйбышевская-500 ВЛ-500 кВ Куйбышевская-ЗайГРЭС	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электроэнергии «ПС 500 кВ Куйбышевская» регистрационный № 45877-10.
2	Заинская ГРЭС ВЛ 500 ЗайГРЭС-Куйбышевская	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО «Генерирующая компания» Заинская ГРЭС регистрационный №54754-13.
3	ПС Азот-500 ВЛ-500 кВ Азот – Бугульма	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Азот» регистрационный № 51420-12.
4	ПС Помары-500 ВЛ-500 кВ Помары – Киндери	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Помары» регистрационный № 59476-14.
ОАО «Татэнергосбыт» - ФСК ЕЭС МЭС Волги (по сетям Республики Чувашия)		
5	ПС Канаш-220 ВЛ-220 кВ Канаш-Студенец-1	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 220/110/10/6 кВ «Канаш» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10/6 кВ «Канаш» регистрационный №42154-09.
6	ПС Канаш-220 ВЛ-220 кВ Канаш-Студенец-2	
7	ПС Канаш-220 ШОВ-220кВ	
8	ПС Тюрлема-220 ВЛ 110 кВ Тюрлема-Федоровская (Нурлаты)	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. «Тюрлема» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Тюрлема» регистрационный №42155-09.
9	ПС Тюрлема-220 ВЛ 110 кВ Тюрлема-Бишбатман	
10	ПС Тюрлема-220 ОВ-110 кВ	

Продолжение таблицы 13

1	2	3
ОАО «Татэнергосбыт» - ОАО «КИП – Мастер»		
11	«КИП Мастер»ТП-1028 (Т-1), ТП-1027 (Т-1) ГПП 23 яч 20	Информация об измеренных величинах по данным ИИК поступает в виде макетов в формате XML (80020) из системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "КАМАЗ" регистрационный №48265-11.
12	«КИП Мастер»ТП 1026 (Т-1) ГПП 23 яч 22	
13	«КИП Мастер»ТП 1005 (Т1) ГПП 23 яч 34	
14	«КИП Мастер»ТП 1001,1016 (Т1) ГПП 23 яч 31	
15	«КИП Мастер»ТП 1003 (Т1) ГПП 23 яч 29	
16	«КИП Мастер»ТП 1005 (Т2) ГПП 23 яч 46	
17	«КИП Мастер»ТП 1003 (Т2) ГПП 23 яч 59	
18	«КИП Мастер» ТП-1028(Т2) ГПП 23 яч 62	
19	«КИП Мастер»ТП-1027 (Т-2),1026(Т2) ГПП 23 яч 66	

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 $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$;
 - 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 31819,21-2012, ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 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 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» шестая 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 (δ_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):

, где

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_z^2 + \left(\frac{KK_s * 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2} \quad \delta_p - \text{пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в \%};$$

δ_z -пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

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

Ke - 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:

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

, где

Δt - 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 таблице 14.

Таблица 14

№ п/п	Наименование	Тип	Количество шт.
1	2	3	5
1	Трансформаторы тока	ТФЗМ 500	3
2	Трансформаторы тока	ТГ-500	3
3	Трансформаторы тока	ТГФ-220	9
4	Трансформаторы напряжения	СРВ-550	6
5	Трансформаторы напряжения	НКФ-500	3
6	Трансформаторы напряжения	НАМИ 220	6
7	Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5
8	Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
9	Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
10	Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ «Пирамида»	1
11	Программное обеспечение	"Пирамида 2000"	1
12	Методика поверки	ТЭС 055.215.00.06.00МП	1
13	Формуляр	ТЭС 055.215.00.06.00 ФО	1
14	Руководство по эксплуатации	ТЭС 055.215.00.06.00 РЭ	1

Поверка

осуществляется по документу ТЭС 055.215.00.06.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» шестая очередь. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 17 ноября 2015 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 2004 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 «Глонасс», 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» шестая очередь». ТЭС 055.215.00.06.00 МИ.

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

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические 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»
ИНН 1656067995
Адрес: 420030, РТ, г. Казань, ул. Большая, д. 80

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.