

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» десятая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, 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 АО «Татэнергосбыт» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень - 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 2.

2-й уровень - 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» (Регистрационный № 29484-05) и «Сикон С70» (Регистрационный № 28822-05) указаны в таблице 2, 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).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), устройство синхронизации времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10); автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе ПК, технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, 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-формата по электронной почте другим участникам(от других участников) ОРЭМ, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ 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: 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 измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0.02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных в ИВК.

На третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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.

Передача результатов измерений в виде xml файла формата 80020 (в соответствии с приложением № 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности) от ИВК осуществляется по электронной почте ответственному работнику АО «Татэнергосбыт», имеющему электронно-цифровую подпись (ЭЦП). Далее макет загружается в ПО «АРМ Участника ОРЭ» разработки АО «АТС», подписывается и отправляется посредством сети Internet в ПАК АО «АТС».

Сервер БД так же обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet. Перечень АИИС КУЭ сторонних организаций приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень АИИС КУЭ сторонних организаций

АО «Чувашская энергосбытовая компания»		
1	2	3
1	ВЛ-110 кВ Шемурша-Дрожжаное	Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» регистрационный № 59728-15.
2	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 12 М.Цильна-Село Убей на н.п. Канаш КТП № 3	
3	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 12 М.Цильна-Село Убей на н.п.Кр.Вазан КТП № 1	
4	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 12 М.Цильна-Село Убей на н.п.Кр.Вазан КТП № 2	
5	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 4 Чечкабы-В.Лощина н.п.Н.Байдеряково КТП № 1	
6	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 4 Чечкабы-В.Лощина н.п.Н.Байдеряково КТП № 2	
7	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 4 Чечкабы-В.Лощина н.п.Н.Байдеряково КТП № 3	
8	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 4 Чечкабы-В.Лощина н.п.Н.Байдеряково КТП № 4	
9	Отпайка от ВЛ-10 кВ № 4 Чечкабы-В.Лощина н.п.Н.Байдеряково КТП № 5	
ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»)		
10	ПС 35/10 кВ Варзи-Ятчи, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Кучуково-ВарзиЯтчи	Система автоматизированная информационно- измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Энергосбыт Плюс (ЕЦСОИ) №65778-16.
11	ПС 110/35/10кВ Киясово, ОРУ-35 кВ 1 с.ш., ВЛ-35кВ Киясово - Кучуково с отпайкой на ПС 35/10кВ Терси	
12	ПС 110/35/10кВ Киясово, ОРУ-35 кВ 2 с.ш., ВЛ-35 кВ Киясово – Чекалда с отпайками на ПС Кадыбаш и ПС Салья	
13	ПС 35/10 кВ Салья, Ввод 10 кВ Т-1	
14	ПС 35/10 кВ Быргында, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Быргында - Красный Бор	
15	ПС 110/35/10 кВ Пурга, ЗРУ-10 кВ 2 с.ш., яч. №22	
ОАО «Сетевая компания»		
16	ПС 35/6 кВ №5, "УКПН" ф. 5-01	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 56168-14.
17	ПС 35/6 кВ №5, "УКПН" ф. 5-19	
18	ПС 110/35/6 кВ № 7 "Бавлы", ЗРУ-6 кВ 1 с.ш., ф. 7-02	
19	ПС 110/35/6 кВ № 7 "Бавлы", ЗРУ-6 кВ 1 с.ш., ф. 7-17	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
20	ПС 220/110/35/6 кВ №30 "Узловая", РУ-6кВ 2 с.ш., ф. 30-06	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» АЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 55363-13.
21	ПС 220/110/35/6 кВ №30 "Узловая", РУ-6кВ 1 с.ш., ф. 30-13	
22	ПС 220/110/35/6 кВ №21 "Азнакаево" ф. 21-07	
23	ПС 220/110/35/6 кВ №21 "Азнакаево" ф. 21-06	
24	ПС 110/35/10 кВ №202 "НПС Муслюмово" Трансформатор №1ТР-10 кВ №1	
25	ПС 110/35/10 кВ №202 "НПС Муслюмово" Трансформатор №1ТР-10 кВ №2	
26	ПС 110/35/10 кВ №101 "Поповка", Т-1 10кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "Сетевая компания" БЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 68987-17.
27	ПС 110/35/10 кВ №101 "Поповка", Т-2 10кВ	
28	ПС 220/110/10 кВ "Студенец" АТ-1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БуЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 55362-13
29	ПС 220/110/10 кВ "Студенец" АТ-2	
30	ПС 110/35/6 кВ "Каргали", ЗРУ 6 кВ, Ф-105	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» ЧЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 56172-14.
31	ПС 110/35/6 кВ "Каргали", ЗРУ 6 кВ, Ф-106	
32	ПС 110/10 кВ "Крыловка" яч. 9	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» КЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №.59470-14
33	ПС 110/10 кВ "Крыловка" яч. 46	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
34	ТП 16-7 10/0,4 кВ;РУ-10 кВ;1 с.ш. 10 кВ; яч. №7	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НЧЭС. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №.59541-14
35	ТП 16-7 10/0,4 кВ;РУ-10 кВ;1 с.ш. 10 кВ; яч. №8	

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от УСВ-2.

Сравнение показаний часов сервера ИВК с соответствующим УСВ-2 осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-2 на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера БД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера БД на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов счётчиков с часами соответствующего УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с.

Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с. Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счётчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Журналы событий счётчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано время устройства.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

1	2
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0

Продолжение таблицы 2

1	2
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3,4,5.

Таблица 3 – Состав ИК

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ Свияжск, ВЛ-110 кВ Тюрлема- Зеленодольская с заходом на ПС Свияжск	ТОГФ-110; Ктт=600/5 КТ0,2S Рег. № 44640-10 Фаза-А,В,С	ЗНГ КТ0,2 Ктт=110000/100 Рег. № 41794- 09Фаза-А,В,С	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
2	ПС 110/10 кВ Свияжск, ВЛ-110 кВ Тюрлема- Зеленодольская с заходом на ПС Свияжск (резерв)	ТОГФ-110; Ктт=600/5 КТ0,2S Рег. № 44640-10 Фаза-А,В,С	ЗНГ КТ0,2 Ктт=110000/100, Рег. № 41794-09 Фаза-А,В,С	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3	ПС 35/10 кВ Кучуково, ОРУ-35 кВ 1 с.ш., ВЛ-35 кВ Кучуково-Варзиятчи	ТОЛ 35 КТ 0,5 КТТ=150/5 Рег. № 21256-03 Фаза-А,В,С	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0,5 КТТ= 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01
4	ПС 35/10 кВ Кучуково, ОРУ-35 кВ 1 с.ш., ВЛ-35 кВ Кучуково-Варзиятчи (резерв)	ТОЛ 35 КТ0,5 КТТ=150/5 Рег. № 21256-03 Фаза-А,В,С	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0,5 КТТ= 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01
5	ПС 35/10 кВ Красный Бор, ОРУ- 35 кВ ВЛ-35кВ Быргында - Красный Бор	ТОЛ 35 КТ0,5 КТТ=150/5 Рег. № 21256-03 Фаза-А,В,С	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0,5 КТТ= 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01
6	ПС 35/10 кВ Красный Бор, ОРУ- 35 кВ ВЛ-35кВ Быргында - Красный Бор (резерв)	ТОЛ 35 КТ0,5 КТТ=150/5 Рег. № 21256-03 Фаза- А,В,С	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0,5 КТТ= 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ -4ТМ.02. КТ0,5/0,5 Рег. № 20175- 01	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01
7	ПКУ-10 кВ ЩУ-10 кВ на опоре 29 ВЛ- 10 кВ ф.13 ПС «Пурга»	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ0.5S КТТ=50/5 Рег. № 32139-06 Фаза- А,В,С	ЗНОЛПМ-10 КТ0,5 КТТ= 10000/100 Рег. № 67628-17 Фаза-А,В,С	СЭТ - 4ТМ.03М. КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	-
8	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ВЛ- 110 кВ Бугульма- Елизаветинка 1	TG145-420 КТ0,2S КТТ=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ 0,2 КТТ= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ - 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
9	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ВЛ- 110 кВ Бугульма- Елизаветинка 1 (резерв)	TG145-420 КТ0,2S КТТ=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ0,2 КТТ= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
10	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ВЛ- 110 кВ Бугульма- Елизаветинка 2	TG145-420 КТ0,2S КТТ=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ0,2 КТТ= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
11	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ВЛ- 110 кВ Бугульма- Елизаветинка 2 (резерв)	TG145-420 КТ0,2S КТТ=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ0,2 КТТ= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ - 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
12	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ОБ- 110 кВ	TG145-420 КТ0,2S КТТ=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ0,2 КТТ= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ОБ- 110 кВ (резерв)	TG145-420 КТ0,2S Ктт=750/1 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ-110 КТ0,2 Ктт= 110000/100 Рег. № 23894-12 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
14	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ПГ	ТФ3М 40,5 КТ0,2S Ктт=2000/5 Рег. № 49580-12 Фаза-А,В,С	ЗНОМ-35-65 КТ0,5 Ктт= 35000/100 Рег. № 912-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
15	ПС 500/220/110 кВ Бугульма-500, ПГ (резерв)	ТФ3М 40,5 КТ0,2S Ктт=2000/5 Рег. № 49580-12 Фаза-А,В,С	ЗНОМ-35-65 КТ0,5 Ктт= 35000/100 Рег. № 912-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
16	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ-110 кВ Нурлат-Ч.Вершины (Кольцевая)	TG КТ0,2S Ктт=600/5 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ 110 КТ0,2 Ктт= 110000/100 Рег. № 23894-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
17	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ-110 кВ Нурлат-Ч.Вершины (Кольцевая) (резерв)	TG КТ0,2S Ктт=600/5 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ 110 КТ0,2 Ктт= 110000/100 Рег. № 23894-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
18	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ-110 кВ Нурлат-Кошки с отпайкой на ПС Р.Васильевка	TG КТ0,2S Ктт=600/5 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ 110 КТ0,2 Ктт= 110000/100 Рег. № 23894-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05
19	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ-110 кВ Нурлат-Кошки с отпайкой на ПС Р.Васильевка(резерв)	TG КТ0,2S Ктт=600/5 Рег. № 30489-05 Фаза-А,В,С	ЗНОГ 110 КТ0,2 Ктт= 110000/100 Рег. № 23894-07 Фаза-А,В,С	СЭТ- 4ТМ.03М КТ0,2 S /0,5 Рег. № 36697- 08	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
3-5,7.	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$
	реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 2,9$
6.	Активная	$\pm 1,7$	$\pm 2,0$
	реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 2,9$
14,15.	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	реактивная	$\pm 2,0$	$\pm 2,1$
1,2,8-13,16-19.	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$
	реактивная	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	18
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\phi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\phi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 125000 24 35000 2

Продолжение таблицы 5

1	2
сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	85 10 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и с помощью сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;

Защищенность применяемых компонентов;

- механическая защита от несанкционированного доступа пломбированием:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на электросчетчики;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	TG145-420	18
Трансформаторы тока	ТФЗМ 40,5	6
Трансформаторы тока	TG	12
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	15
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СЭТ -4ТМ.03М.	18
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	СЭТ -4ТМ.02М	1
Контроллеры сетевые промышленные	Сикон С1	2
Контроллеры сетевые промышленные	Сикон С70	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер с программным обеспечением	Пирамида 2000	1
Методика поверки	ТЭС 057.217.00.10.00 МП	1
Паспорт-Формуляр	ТЭС 057.217.00.10.00 ФО	1
Руководство по эксплуатации	ТЭС 057.217.00.10.00 РЭ	1

Поверка

осуществляется по документу ТЭС 057.217.00.10.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ десятая очередь. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 25.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- 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 ВНИИФ-ТРИ 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 GlobalPositioningSystem (GPS) (Регистрационный № 27008-04);

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

ТЭС 057.217.00.10.00 МИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» десятая очередь».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» десятая очередь

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

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

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

ГОСТ Р МЭК 61107-2001 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СИТ-КАЗАНЬ» (ООО «СИТ-КАЗАНЬ»)

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

ИНН 1656077753

Телефон/факс: (843) 512-78-25

Испытательный центр

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

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон/факс: (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.