

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» АЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» АЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа СИКОН С70, ARIS-28xx и каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных, сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программного обеспечения (ПО) «Пирамида» и автоматизированные рабочие места (АРМы).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика (без учета коэффициента 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление и хранение измерительной информации, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется прием и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача полученной информации заинтересованным организациям.

Передача информации от серверов АИИС КУЭ в программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), на основе GPS/ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 и встроенного GPS/ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени в УСПД.

Сравнение времени сервера сбора данных ИВК с таймером приемника УСВ-2 осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника УСВ-2 и сервера сбора данных ИВК на величину более  $\pm 1$  с. Синхронизация времени сервера сбора данных ИВК и сервера баз данных ИВК осуществляется по протоколу NTP с периодичностью 1 час, синхронизация производится при расхождении времени на величину более  $\pm 1$  с.

Для ИК 1-26 встроенный GPS/ГЛОНАСС-приемник сигналов точного времени УСПД в автоматическом режиме синхронизирует время УСПД.

Для ИК 27, 28 сравнение времени таймера УСПД с временем сервера сбора и БД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с соответствующим УССВ на величину более  $\pm 1$  с.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем таймера УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при расхождении времени  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### 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 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

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

Продолжение таблицы 1

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 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК, диспетчерское наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Ростовка, Ввод 6 кВ №1	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=1500/5 Рег.№9143-06	НАМИ-10 У2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№51198-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-17	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
2	ПС 110 кВ Ростовка, Ввод 6 кВ №2	ТПОЛ-10 КТ0.5 Ктт=1500/5 Рег.№1261-59	НАМИ-10 У2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№51198-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
3	ПС 35 кВ Чатры, Ввод 6 кВ №1	ТПОФ КТ0.5 Ктт=750/5 Рег.№518-50	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
4	ПС 35 кВ Чатры, Ввод 6 кВ №2	ТПОФ КТ0.5 Ктт=750/5 Рег.№518-50	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
5	ПС 35 кВ Чатры, ВЛ 6 кВ ф.09	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№22192-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
6	ПС 110 кВ Яшлоу, Ввод 6 кВ №1	ТОЛ 10-1 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№15128-96	НАМИ КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2с/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17

Продолжение таблицы 2

7	ПС 110 кВ Яшлоу, Ввод 6 кВ №2	ТОЛ 10-1 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№15128-96	НАМИ КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
8	ПС 110 кВ 3.Елга, Ввод 6 кВ №1	ТОЛ 10-1 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№15128-96	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
9	ПС 110 кВ 3.Елга, Ввод 6 кВ №2	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№2473-05	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
10	ПС 110 кВ Митрофановка, Ввод 6 кВ №1	ТПЛ-10-М КТ0.2s Ктт=600/5 Рег.№22192-07	НТМИ-6 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
11	ПС 110 кВ Митрофановка, Ввод 6 кВ №2	ТПЛ-10-М КТ0.2s Ктт=600/5 Рег.№22192-07	НТМИ-6 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
12	ПС 110 кВ Якеево, Ввод 6 кВ №1	ТПОЛ-10 КТ0.5 Ктт=1500/5 Рег.№1261-59	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
13	ПС 110 кВ Якеево, Ввод 6 кВ №2	ТПОЛ-10 КТ0.5 Ктт=1500/5 Рег.№1261-59	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
14	ПС 110 кВ Якеево, ВЛ 6 кВ ф.05	ТЛК-СТ КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№58720-14	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
15	ПС 110 кВ Якеево, ВЛ 6 кВ ф.24	ТПЛ-10 КТ0.5 Ктт=300/5 Рег.№1276-59	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
16	ПС 110 кВ Карамалы, Ввод 6 кВ №1	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6-66 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
17	ПС 110 кВ Карамалы, Ввод 6 кВ №2	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6-66 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17
18	ПС 110 кВ Карамалы, ВЛ 6 кВ ф.07	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6-66 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864- 17

Продолжение таблицы 2

19	ПС 110 кВ Карамалы, ВЛ 6 кВ ф.13	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=100/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6-66 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-08	ARIS-28xx Рег.№67864-17
20	ПС 35 кВ Якшибай, Ввод 6 кВ №1	ТПОФ КТ0.5 Ктт=750/5 Рег.№518-50	НТМИ-6 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
21	ПС 35 кВ Якшибай, Ввод 6 кВ №2	ТПОФ КТ0.5 Ктт=750/5 Рег.№518-50	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=6000/100 Рег.№11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
22	ПС 35 кВ Якшибай, ВЛ 6 кВ ф.05	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№22192-07	НТМИ-6 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
23	ПС 35 кВ Победа, ВЛ 10 кВ ф.01	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№9143-06	НАМИТ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Рег.№16687-13	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
24	ПС 35 кВ Победа, ВЛ 10 кВ ф.04	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№22192-07	НАМИ-10 У2 КТ0.2 Ктн=10000/100 Рег.№51198-12	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
25	ПС 35 кВ Победа, ВЛ 10 кВ ф.08	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№9143-06	НАМИ-10 У2 КТ0.2 Ктн=10000/100 Рег.№51198-12	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
26	ПС 35 кВ Чалпы, ВЛ 6 кВ ф.12	ТВК-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№8913-82	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Рег.№20186-00	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	ARIS-28xx Рег.№67864-17
27	ПС 35 кВ Бишмунча, ВЛ 35 кВ 22 - 25	ТОЛ-СЭЩ-35- IV КТ0.5 Ктт=300/5 Рег.№47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0.5 Ктн=35000/100 Рег.№19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
28	ПС 35 кВ Бикасаз, ВЛ 35 кВ 43 - 45	ТОЛ-СЭЩ-35- IV КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0.5 Ктн=35000/100 Рег.№19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Рег.№36697-12	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.

4 КТ – класс точности, Ктт (Ктн) – коэффициент трансформации трансформатора тока (напряжения).

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности ( $\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\delta$ ), %
1	2	3	4
21.	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 3,1$
	реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 4,6$
10, 11.	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$
	реактивная	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$
1-9, 12-20, 22, 27, 28.	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,2$
	реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 4,7$
23, 26.	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,5$
	реактивная	$\pm 3$	$\pm 4,9$
24, 25.	Активная	$\pm 1$	$\pm 3,5$
	реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,9$

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 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	28
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – 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, $\cos\varphi$ – 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 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>смк</sub> от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
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	140000 2 70000 24 35000 2

сервер:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
– при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, лет, не менее	5
сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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.

**Регистрация событий:**

- в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения.

**Защищенность применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера БД;
  - защита информации на программном уровне;
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	9
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	12
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-35-IV	4
Трансформаторы тока	ТПОФ	8
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	22
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
Контроллеры многофункциональные	ARIS-28xx	10
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	МП.359110.05.2018	1
Формуляр	ПФ.359110.05.2018	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359110.05.2018	1

### Поверка

осуществляется по документу МП.359110.05.2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» АЭС. Методика поверки», утверждённому ФБУ «ЦСМ Татарстан» «31» августа 2018 г.

Основные 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;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03М по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные, СЭТ-4ТМ.03М. Приложение. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчики Меркурий 230 по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 230. Приложение Г. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- Счетчики Меркурий 234 по документу АВЛГ.411152.033 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 234. Приложение Г. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- УСПД по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИМС в 2005 г.;
- Контроллеры многофункциональные ARIS-28xx по документу ПБКМ.424359.016МП «Контроллеры многофункциональные ARIS-28xx. Методика поверки», утвержденным ООО «ИЦРМ» 21.04.2017 г.;
- ИКМ-Пирамида по документу ВЛСТ 230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ -Пирамида». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04.

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**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» АЭС.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» АЭС**

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

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

### **Изготовитель**

Филиал ОАО «Сетевая компания» Альметьевские электрические сети  
(Филиал ОАО «Сетевая компания» АЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Шевченко, 13

Телефон (факс): (8553) 30-36-59, (8553) 45-71-10

**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](mailto: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. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.