

Регистрационный № 96626-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер СД) на базе виртуальной машины Citrix XenCenter 7.0 с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер базы данных (сервер БД) на базе виртуальной машины Citrix XenCenter 7.0 с установленным ПО «Энфорс АСКУЭ», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС» с установленным ПО «Пирамида-Сети», УССВ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС» на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа серии СВ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 1-19 поступает на верхний, второй уровень системы на сервер СД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ. Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 20 поступает на верхний, второй уровень системы на сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС», где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации. Далее результаты измерений поступают на сервер БД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера СД со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер СД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Для ИК № 1-19 сравнение шкал времени счетчиков со шкалой времени сервера СД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера СД на ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС» со шкалой времени УССВ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС» осуществляется во время сеанса связи с УССВ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС». При наличии расхождения ± 1 с и более сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС».

Для ИК № 20 синхронизация шкалы времени счетчика осуществляется с помощью встроенного в счетчик ГЛОНАСС/GPS-приемника синхронизирующим шкалу времени счетчика с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Для ИК № 1-19 факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, сервера СД.

Для ИК № 20 факты синхронизации времени в журнале событий отражаются с фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) после синхронизации и без фиксации

времени (дата, часы, минуты, секунды) до синхронизации или величины синхронизации времени, на которую было скорректировано указанное устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 004 наносится типографским способом в формуляр на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовэнерго».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ» и ПО «Пирамида-Сети». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» 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
1	2
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс АСКУЭ»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4
Наименование программного модуля ПО	Enfadmin.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	2BCD5602B5A6CFF5BBC2808EAAB76315
Наименование программного модуля ПО	NewOpcon.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	18CE1FF72BEB15738F37825C74795BD3
Наименование программного модуля ПО	NewReports.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5
Цифровой идентификатор ПО	C0E384BE38FBCB5CFEF31DDA19A188E2
Наименование программного модуля ПО	CalcFormula.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	086F585262236B4C6F5CD68B10606E12
Наименование программного модуля ПО	Alfa_repl.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО	2B7C3A612D89EC5EBC90F3A526EEBFD5
Наименование программного модуля ПО	M80020_IMP.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО	7DC417504B8AD5C1B8496DB1BD9E2EFD
Наименование программного модуля ПО	NewMEdit.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	04632AF4A44AB5304E71A50612C24DC2

Продолжение таблицы 1

1	2
Наименование программного модуля ПО	Dataproc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	C8158EA2CE9474FAFAF9669CA280F31D
Наименование программного модуля ПО	TradeGR.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	DCA145843DC883810F0B96DC0440793F
Наименование программного модуля ПО	M80020.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	E1CE2F29999F1131914E455F3CC03F43
Наименование программного модуля ПО	M80030.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	9CFE5972D6918043EC85B8E0AFF18CDC
Наименование программного модуля ПО	NewM51070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	F74C961E0A1FBFB7F7121B1F552403AB
Наименование программного модуля ПО	M80050.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	30D68C8F4208949506C88F5AAD136188
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида-Сети»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.10
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1805 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 51644-12 Сервер СД: Citrix XenCenter 7.0 Сервер БД: Citrix XenCenter 7.0	активная реактивная
2	ТП-1865 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	ТП-1944 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ТП-677 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ТП-677 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ТП-677 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ МДОУ Детский сад №102	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 51644-12 Сервер СД: Citrix XenCenter 7.0 Сервер БД: Citrix XenCenter 7.0	активная реактивная
7	ТП-677 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ МДОУ Детский сад №102	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
8	ТП-1685 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	ТП-1685 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	ТП-1721 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	ТП-1721 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
12	ТП-1618 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ТП-1618 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 51644-12 Сервер СД: Citrix XenCenter 7.0 Сервер БД: Citrix XenCenter 7.0	активная реактивная
14	ТП-1608 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
15	ТП-1608 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
16	ТП-1520 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
17	ТП-1514 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
18	ТП-1514 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
19	ТП-1506 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ВЛ 6 кВ ф. 416 от ТП-1874 6 кВ, оп. № 416-00/3, ПКУ 6 кВ	—	РиМ 384 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	УССВ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС»: Серии СВ Рег. № 74100-19 Сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС»: Промышленный компьютер Сервер БД: Citrix XenCenter 7.0	активная реактивная

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена ТТ 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 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 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 19 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
20 (Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,6	1,7	2,2	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,6	1,7	2,2	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,6	1,7	2,2	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,5	1,0	1,0	1,7	2,4	2,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,0	1,0	2,4	2,4	2,4
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6		
1 - 19 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		
20 (Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,0	4,0	4,0		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,0	4,0	4,0		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,0	4,0	4,0		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,5	4,2	4,2		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,5	4,2	4,2		

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии ИК № 1-19 от 0 до +40 °С, ИК № 20 от -40 до +55 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков ИК № 1-19, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчика ИК № 20, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 от -40 до +55 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Счетчики РиМ 384: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Серверы: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 180000 2 208051 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Серверы: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТТИ	57
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счетчик электрической энергии	РиМ 384	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Устройство синхронизации системного времени филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС»	Серии СВ	1
Сервер СД	Citrix XenCenter 7.0	1
Сервер БД	Citrix XenCenter 7.0	1
Сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские РС»	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Программное обеспечение	Энфорс АСКУЭ	1
Программное обеспечение	Пирамида-Сети	1
Формуляр	АСВЭ 545.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовэнерго», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314933.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Саратовэнерго»

(ПАО «Саратовэнерго»)

ИНН 6450014808

Юридический адрес: 410002, г. Саратов, ул. имени И.В. Мичурина, д. 166/168

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96»

(ООО «ЭСО-96»)

ИНН 7718660052

Адрес: 115432, г. Москва, вн.тер.г. м. о. Даниловский, пр-д 2-й Кожуховский, д. 29, к. 5, помещ. 1/6

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314846

