

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» августа 2023 г. № 1605

Регистрационный № 89750-23

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула» 2.0

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула» 2.0 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения 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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1-6 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующее УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД и часы сервера. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в час, корректировка часов сервера производится при расхождении более ± 1 с.

Сравнение показаний часов каждого УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов каждого УСПД производится при расхождении более ± 1 с.

Для ИК №№ 1-6 сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД выполняется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 1 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера выполняется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «ТНС энерго Тула» 2.0 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 017 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Ясногорск (ПС № 75), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Пятницкая-Ясногорск	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	VMware	Актив- ная	0,8	2,2
						СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Реак- тивная	1,5	5,4
2	ПС 110 кВ Мордвес (ПС № 56), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС - Мордвес	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 26813-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Актив- ная	1,0	2,2
								Реак- тивная	1,8	4,1

3	ПС 35 кВ Иваньково (ПС № 27), РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кашира - Иваново	ТФЗМ-35Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
---	--	---	--	--	--	--------------------------------	--	--------------------------------------	----------------	----------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 110 кВ Зубово, ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горлово-Зубово	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,7
5	ПС 110 кВ Гремячее, СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Виленки-Гремячее	ТФЗМ 110Б-ІV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,3
6	ПС 110 кВ Белев (ПС-3), ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белев-Ульяново с отп.	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
7	ПС 110 кВ Ферзиково (ПС-91), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шипово-Ферзиково с отп	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		—		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Космос-Заокская с отп.	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110Ш-ХЛ Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
9	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ-Космос с отп.	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32825-06 Фазы: А ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В; С	ЗНГА-110Ш-ХЛ Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
10	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: ЗНГА-110Ш-ХЛ Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	—	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ПС 220 кВ Протон (ПС-418), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отп.	ТФЗМ 110Б-III У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 87578-22 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
12	ПС 220 кВ Протон (ПС-418), ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ 110 Б-III У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 87578-22 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
13	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Суворов-Шепелево с отп.	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В ТФЗМ 110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32825-11 Фазы: С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	УСВ-2 Рег. № 41681-10	—	VMware	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ушатово-Шепелево с отп.	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2.12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01				Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
15	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шепелево-Белев1 с отп.	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58640-14 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	УСВ-2 Рег. № 41681-10	—	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шепелево-Белев2 с отп.	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58640-14 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
17	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 29255-05 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	УСВ-2 Рег. № 41681-10	—	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	ПС 110 кВ Агеево (ПС-15), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Суворов-Агеево с отпайкой на ПС Безово	ТВ-110 Кл.т. 0,5S Рег. № 29255-05 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-06-ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 37749-08 Фазы: А; В НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-11 Фазы: С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19	ПС 110 кВ Агеево (ПС-15), ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 29255-05 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ-110-06-ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 37749-08 Фазы: А; В НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-11 Фазы: С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	УСВ-2 Рег. № 41681-10	—	VMware	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 5,0
20	ПС 110 кВ Коммаш, ОРУ-110 кВ, ввод №2 110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/100 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях										±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК 1, 4, 15-19 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. 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. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 1, 4, 15-19 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 1, 4, 15-19 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 220000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p> тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД типа СИКОН С1:</p> <p> суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД типа СИКОН С70:</p> <p> суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p> хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-ІУ1	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-ІУ1	18
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ІV	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110 Б-III У1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110	1
Трансформаторы тока	ТВ-110	15
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	19
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-57 У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-06	2
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	9
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Формуляр	ТНСЭ.366305.017.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ТНС энерго Тула» 2.0», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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

Акционерное общество «ТНС энерго Тула» (АО «ТНС энерго Тула»)

ИНН 7105037307

Юридический адрес: 300041, г. Тула, ул. Каминского, д. 31а

Телефон: (4872) 25-09-70

Факс: (4872) 25-09-70

Web-сайт: tula.tns-e.ru

E-mail: office@tula.tns-e.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ТНС энерго Тула» (АО «ТНС энерго Тула»)
ИНН 7105037307
Адрес: 300041, г. Тула, ул. Каминского, д. 31а
Телефон: (4872) 25-09-70
Факс: (4872) 25-09-70
Web-сайт: tula.tns-e.ru
E-mail: office@tula.tns-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

