

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86770-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) №№ 1-6, АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя коммуникационный сервер (КС) ПАО «Россети Московский регион», серверы базы данных (СБД) ПАО «Россети Московский регион», сервер АО «ДМЗ», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИК №№ 7, 8 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – ИИК, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – ИВК, включающий в себя сервер АО «ДМЗ», АРМ, УСВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на

измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электрической энергии ИК №№ 1-6 и считывают 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

КС ПАО «Россети Московский регион» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК №№ 1-6 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных и передаются в СБД ПАО «Россети Московский регион».

Сервер АО «ДМЗ» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 7,8 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

СБД ПАО «Россети Московский регион» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление отчетных документов.

Измерительные данные от СБД ПАО «Россети Московский регион» по запросу, но не реже одного раза в сутки, поступают на сервер АО «ДМЗ», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

От сервера АО «ДМЗ» информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ 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 оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят УСВ, часы счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ПАО «Россети Московский регион», сервера АО «ДМЗ».

Сравнение показаний часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ происходит непрерывно. Синхронизация часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на ± 2 с.

Сравнение показаний часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ происходит один раз в час. Синхронизация часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ осуществляется независимо от показаний часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ.

Сравнение показаний часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1-6 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 7,8 и сервера АО «ДМЗ» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и сервера АО «ДМЗ» осуществляется при расхождении показаний более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ПАО «Россети Московский регион», сервера АО «ДМЗ» 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. Заводской номер 001, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Сервер АО «ДМЗ»	
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ИК	Наименование ИК	Состав ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.8 Ф.102	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Пер. № 1261-59	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Пер. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	RTU-327 Пер. № 41907-09	СБД ПАО «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН», КС ПАО «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН», сервер АО «ДМЗ» УСВ-3 Пер. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3, Ф.104;	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Пер. № 2363-68	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Пер. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		
3	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12, Ф.201	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Пер. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		
4	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.28, Ф.301	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Пер. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		
5	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.32, Ф.402	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Пер. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		
6	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.34, Ф.404	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Пер. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1261-02	ЗНИОЛ кл.т. 0,5 кт.н. (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 25927-03	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№27524-04	-	сервер АО «ДМЗ» УСВ-2 Рег. № 82570-21
8	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№27524-04		
<p>Примечания</p> <p>1. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>2. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>3. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.</p>						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1-2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
3-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
7-8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,4	1,9
	0,5	-	2,7	1,7	1,4
3-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
7-8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
3-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
7-8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
3-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
7-8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
Пределы допустимой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени					5
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допустимой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допустимой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков электроэнергии 	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Рабочие условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц <p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК 	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (рег.№27524-04):</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-08):</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-17):</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД устройство сбора и передачи данных RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее <p>УССВ ИВК устройство синхронизации времени УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее <p>УССВ ИВК устройство синхронизации времени УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее 	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>350000</p> <p>45000</p> <p>35000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;

- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНИОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	УСВ-2	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	РТ.7731411714. 424179.45 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ»», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ДМЗ»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Демиховский машиностроительный завод» (АО «ДМЗ»)
ИНН: 5073050010
Адрес: 142632, Московская область, город Орехово-Зуево, д. Демихово
Телефон: 8 (496) 416-64-01
E-mail: ood@dmzavod.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)
ИНН 3702666693
Адрес: 153021, Ивановская область, г. Иваново, Гаражная улица, д. 12А
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
ИНН 7716741740
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, оф. 3031
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

