

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2316

Регистрационный № 72889-18

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ООО «Тарховское»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ООО «Тарховское» (далее – АИС 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

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и 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 устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующее УСПД. На УСПД осуществляется формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. От УСПД полученные данные при помощи технических средств приема-передачи данных передаются на сервер, где осуществляется дальнейшая 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.

Передача информации от сервера на АРМ энергосбытовой организации осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов формата 80020.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации 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 осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, радиосервер точного времени РСТВ-01-01. РСТВ-01-01 обеспечивает формирование, хранение и передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется 1 раз в минуту. Корректировка часов сервера производится при расхождении с РСТВ-01-01 не более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на ± 2 с и более.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на ± 2 с и более.

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. Заводской номер 2018AC001, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ООО «Тарховское».

Программное обеспечение

В АИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	PD_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1		
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cd e6a57eb2ba15af0c	2b63c8c01bcd61c 4f5b15e097f1ada 2f	cda718bc6d123b6 3a8822ab86c2751 ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические ха- рак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Устрой- ство син- хрониза- ции вре- мени			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 1C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 1	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	1,1	3,0
		ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: A; C						Реак- тивная	2,3	4,9
2	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 1C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 2	GIF 40.5 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 30368-05 Фазы: A; C	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	0,9	1,7
								Реак- тивная	1,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 1C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 3	ТФЗМ 35Б-И ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	1,1	3,0
		ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: A; C						Реак- тивная	2,3	4,9
4	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 2C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: A; C	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
5	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 2C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 5	ТФЗМ-35А ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: A; C	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
6	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», ОРУ-35 кВ 2C-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф. 6	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 8555-81 Фазы: A; C	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
7	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», РУ-6 кВ № 1 КНС-1,1С-6 кВ ввод-1	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», РУ-6 кВ № 1 КНС-1, ТЧН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	0,9	3,0
								Реак- тивная	1,9	4,7
9	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», РУ-6 кВ № 1 КНС-1, 2С-6 кВ ввод-2	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
10	ПС 110/35/6 кВ «Ершовая», РУ-6 кВ № 1 КНС-1, ТЧН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	0,9	3,0
								Реак- тивная	1,9	4,7
11	ПС 110/35/6 кВ «Сороминская», РУ-6 кВ ДНС Со- роминская, 1С-6 кВ ввод-1	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,8
12	ПС 110/35/6 кВ «Сороминская», РУ-6 кВ ДНС Со- роминская, ТЧН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	0,9	3,0
								Реак- тивная	1,9	4,7
13	ПС 110/35/6 кВ «Сороминская», РУ-6 кВ ДНС Со- роминская, 2С-6 кВ ввод-2	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110/35/6 кВ «Сороминская», РУ-6 кВ ДНС Со- роминская, ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	–	СЭТ- 4TM.03M.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	E-422. GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01- 01 Рег. № 67958-17	Intel TMO 3800 X	Ак- тивная Реак- тивная	0,9 1,9	3,0 4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой 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 для ИК № 2 указана для тока 2 % от $I_{\text{ном}}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{\text{ном}}$; $\cos\varphi = 0,8$ 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 УСПД и РСТВ-01-01 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
Количество ИК	14
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 95 до 105
ток, % от $I_{ном}$	
для ИК № 2	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, $^{\circ}C$	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
ток, % от $I_{ном}$	
для ИК № 2	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, $^{\circ}C$	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^{\circ}C$	от -10 до +40
температура окружающей среды в месте расположения УСПД, $^{\circ}C$	от +15 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}C$	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для РСТВ-01-01:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	20000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
при отключении питания, лет, не менее	12
для 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	10
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФ3М 35А-ХЛ1	8
Трансформаторы тока	ТФ3М 35Б-1 ХЛ1	1
Трансформаторы тока	ТФН-35М	1
Трансформаторы тока	GIF 40.5	2
Трансформаторы тока	ТЛШ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	14
Контроллеры	E-422.GSM	2
Радиосерверы точного времени	PCTB-01-01	1
Сервер	Intel TMO 3800 X	1
Паспорт-формуляр	ЦПА.424340.2022AC001- ТРХ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тарховское»

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»

(ЗАО «ЦПА»)

ИНН 5040099482

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозводская, д. 21, корп. 41, оф. 28

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозводская, д. 21, корп. 41

Телефон: (499) 286-26-10

Web-сайт: www.cpa.ru

E-mail: secr@pa-center.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН 5024145974

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.