

Приложение № 12
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» ноября 2020 г. № 1927

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НГЭС» (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) 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 устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени (УСВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированное рабочее место (АРМ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM – на УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает 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 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 установленного формата 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, часы сервера, УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД с УСВ осуществляется в автоматическом режиме не чаще одного раз в час, корректировка часов УСПД производится при расхождении с УСВ на ± 1 с. Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД на ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на ± 3 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
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- тро- энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой 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 кВ Бу- нарская, КРУ- 6кВ, 1 СШ 6кВ, яч. №9, КЛ-6кВ ф.№9	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ИСС-1.1 Рег. № 71235-18	DEPO Storm 1400Q1	Ак- тивная	1,0	2,9		
										Реак- тивная	2,0	4,5
2	ПС 110 кВ Бу- нарская, КРУ- 6кВ, 1 СШ 6кВ, яч. №13, КЛ-6кВ ф.№13	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						Ак- тивная	1,0	2,9
										Реак- тивная	2,0	4,5
3	ПС 110 кВ Бу- нарская, КРУ- 6кВ, 1 СШ 6кВ, яч. №17, КЛ-6кВ ф.№17	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Ак- тивная	1,0	2,9			
							Реак- тивная	2,0	4,5			
4	ПС 110 кВ Бу- нарская, КРУ- 6кВ, 1 СШ 6кВ, яч. №23, КЛ-6кВ ф.№23	ТОЛ10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Ак- тивная	1,0	2,9			
							Реак- тивная	2,0	4,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
5	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч. №6, КЛ-6кВ ф.№6	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ИСС-1.1 Рег. № 71235-18	DEPO Storm 1400Q1	Ак- тивная	1,0	2,9			
										Реак- тивная	2,0	4,5	
6	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч. №10, КЛ-6кВ ф.№10	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							Ак- тивная	1,0	2,9
											Реак- тивная	2,0	4,5
7	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч. №24, КЛ-6кВ ф.№24	ТОЛ10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,5			
8	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч. №18, КЛ-6кВ ф.№18	ТОЛ10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная	1,0	2,9			
								Реак- тивная	2,0	4,5			
9	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч. № 4, КЛ-6кВ ф.№4	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	1,1	3,3			
								Реак- тивная	2,2	5,6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 3 СШ 6кВ, яч. №45, КЛ-6кВ ф.№45	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5
11	ПС 110 кВ Бунарская, КРУ-6кВ, 4 СШ 6кВ, яч. №40, КЛ-6кВ ф.№40	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
12	РП-23 6кВ, РУ-6кВ, яч. №8	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
13	РП-23 6кВ, РУ-6кВ, яч. №16	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ИСС-1.1 Рег. № 71235-18	DEPO Storm 1400Q1	Ак- тивная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
14	РП-23 6кВ, Ввод 0,4кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	0,9 1,9	2,9 4,6
15	РП-23 6кВ, Ввод 0,4кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	0,9 1,9	2,9 4,6
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 №№ 9, 14, 15 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для 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 УСПД и УСВ 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	15
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 9, 14, 15 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 $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 9, 14, 15 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, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД и сервера, °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 -30 до +35 от 0 до +25 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 140000 2 75000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч среднее время восстановления работоспособности, ч	125000 0,5 100000 0,5
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 10 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 в счетчике.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.

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,
 параметрировании:
 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	ТОЛ 10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	4
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	ИСС-1.1	1
Сервер	DEPO Storm 1400Q1	1
Методика поверки	МП ЭПР-271-2020	1
Формуляр	ПБКМ.421452.003.НГЭС ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-271-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НГЭС». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.08.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);

– вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НГЭС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

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

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

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 666 014 9600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194 а

Телефон: (343) 356-51-11

Факс: (343) 310-01-06

Web-сайт: www.prosoftsystems.ru

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.