

Приложение № 23
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» декабря 2020 г. № 2174

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инком – НН»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инком – НН» (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 двухуровневую 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 (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (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 счетчика по проводным линиям связи поступает на GSM-модем и далее по каналам связи 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, формирование отчетных документов с возможностью оформления.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие субъекты ОРЭ осуществляется по 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 сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится независимо от величины расхождений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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	ParsePyramida.dll	Synchrony.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

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5 Л614	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
2	РП-6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.11, ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 40/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
3	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8 Л616	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
4	РП-6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.2, ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 40/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ВРУ-0,4 кВ СШ 0,4 кВ, яч. Ввод ООО «ПРОМ- ЭКСПРЕСС»	ТТН-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
6	КТП-2А 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.24 БСС «Т2 Мобайл»	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.22 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,0	5,9
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 №№ 5, 6 указана для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 2 % 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 на аналогичное утвержденного типа, 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	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для ИК №№ 5, 6 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 №№ 1-4 для ИК №№ 5, 6 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 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 -5 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 в счетчиках.

- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках и сервере;
 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;
 сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 счетчиков электрической энергии;
 сервера.

Возможность коррекции времени в:
 счетчиках электрической энергии (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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТТН-40	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.16	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.22	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	МП ЭПР-283-2020	1
Формуляр	36322452.02.065.00 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-283-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инком – НН». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 11.09.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.02М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

– счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

– счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;

– УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

– 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 «Инком – НН», 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 «Инком – НН»

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 «ЭнергоГАРАНТЪ»
(ООО «ЭнергоГАРАНТЪ»)
ИНН 5262362127
Адрес: 603089, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 22А,
офис 23
Телефон: (919) 660-18-63
E-mail: engar00@list.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.