

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2130), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по каналам Ethernet.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. УСВ-2 подключено к серверу сбора данных. Время сервера сбора данных синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется не реже чем один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД синхронизировано с временем сервера сбора данных. Сравнение времени сервера сбора данных и контроллера СИКОН С70 осуществляется каждый сеанс связи, синхронизация осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма» используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ НПС-8 ПСП ЗАО «НК Ду-лисьма» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерения	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗРУ-10кВ ПСП «Ду-лисьма» Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 28755 Зав. № 28752 Зав. № 28753	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3:10 0/√3 Зав. № 2153 Зав. № 1856 Зав. № 2689	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812103308	СИКОН С70 Зав. № 04994	актив-ная	±1,2	±3,4
						реак-тивная	±2,8	±5,4
2	ЗРУ-10кВ ПСП «Ду-лисьма» Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 28751 Зав. № 28754 Зав. № 28750	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3:10 0/√3 Зав. № 2313 Зав. № 1592 Зав. № 2535	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812103147		актив-ная	±1,2	±3,4
						реак-тивная	±2,8	±5,4

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,95 \div 1,05) U_n$; ток $(1,0 \div 1,2) I_n$; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$;
 - температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
- Рабочие условия эксплуатации:
 - параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток - $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$;
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$; для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 60 ^\circ\text{C}$; УСПД - от минус $10 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$; ИВК - от $+ 10 ^\circ\text{C}$ до $+ 25 ^\circ\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 I_{ном}, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 °С до + 35 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на организации-собственнике порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее T = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 часа;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее T = 35000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 168 часов.

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформатор тока типа ТЛЮ-10 (Госреестр № 25433-11)	6 шт.
Трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06 (Госреестр № 3344-04)	6 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01 (Госреестр № 36697-08)	2 шт.
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Госреестр №28822-05)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 49254-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;

- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в государственном реестре средств измерений №27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма»

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
8. МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".
9. Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) НПС-8 ПСП ЗАО «НК Дулисьма».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8
Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14
Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68
E-mail: st@sicon.ru
www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»
ООО «Техносоюз»
Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9
Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж
Тел.: (495) 639-91-50
Факс: (495) 639-91-52
E-mail: info@t-souz.ru
www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кур-
ской области» ФБУ «Курский ЦСМ»
Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Тел./факс: (4712) 53-67-74,
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п.

«___»_____2012 г.