

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10 кВ ООО «Континентал Калуга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10кВ ООО «Континентал Калуга» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 7746–2001, измерительных трансформаторов напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-2001, многофункциональных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М.03 класса точности (КТ) 0,5S/1 в ГР № 36697-12 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (2 точки измерения).

2-ой уровень–информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) состоит из сетевого промышленного контроллера «Сикон С 70» в ГР № 28822-05, технических средств приема-передачи данных, каналов связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно - вычислительный комплекс (ИВК) состоит из сервера базы данных HP Proliant BL460 Gen8, с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства

синхронизации времени УСВ-2 (ГРН[№]41681-10), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS, коммуникаторов, автоматизированного рабочего места (АРМ), а также совокупности аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сетевого промышленного контроллера (далее–УСПД), где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования GPS и Глонасс. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Синхронизация времени УСПД от УСВ-2 происходит ежесекундно. Коррекция осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 на величину более чем ± 1 с. Синхронизация времени сервера БД от часов УСПД происходит каждые 30 минут. Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера БД на величину более чем ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД один раз в сутки, при расхождении времени более ± 2 с УСПД производит корректировку времени в счетчиках.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Передача информации в организации–участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется с сервера по основному и резервному каналам связи.

Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10кВ ООО «Континентал Калуга» установлено программное обеспечение (ПО)-«Пирамида 2000». (Версия 30.01/2014/С-5)

Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование ПО	Модуль расчета небаланса энергии/мощности
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c 83f7b0f6d4a132f
Наименование ПО	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83
Наименование ПО	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование ПО	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование ПО	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48

Продолжение таблицы 1

1	2
Наименование ПО	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f
Наименование ПО	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75
Наименование ПО	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и опломбированием сервера.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице 2.

Таблица 2

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			УСПД	Вид электроэнергии	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК, ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ввод № 1 от фидера 4 ПС-19 "Восток"	ТОЛ 10-1-8 2000/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 КТ 0,5S / 1,0	Сикон С70	А Р	1,3 2,1	3,0 5,1
2	ввод № 2 от фидера 5 ПС-19 "Восток"	ТОЛ 10-1-8 2000/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 КТ 0,5S / 1,0			1,3 2,1	3,0 5,1

Примечания:

- А - активная электрическая энергия. Р - реактивная электрическая энергия .
- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
- параметры сети: напряжение (0,98, 1,02) $U_{НОМ}$, ток (0,01, 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.; температура окружающей среды (20±5) °С.
- Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9, 1,1) $U_{НОМ}$, ток (0,01, 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк;
допускаемая температура окружающей среды для: измерительных трансформаторов от минус 40°С до + 70°С, многофункциональных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М от минус 40 до + 60 °С, УСПД «Сикон С70» от минус 10 °С до + 50 °С, сервера от +10 С до + 25 С.
- Погрешность в рабочих условиях указана при $I=0,05 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии + 10 °С до + 25 °С.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии приведены в таблице 3.

Таблица 3

Номера каналов	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$(1)2 \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-2	0,5	±5,6	±3,4	±3,2	±2,7	±2,4	±2,5	±2,4	±2,5
	0,8	±3,0	±5,1	±1,9	±3,5	±1,5	±3,0	±1,5	±3,0
	1	±2,0	Не норм	±1,3	Не норм	±1,1	Не норм	±1,1	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

Многофункциональный счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М.03

-среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 140000$ часов,

-средний срок службы – не менее 30 лет,

Сервер

среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 125000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 0,5$ ч;

Трансформатор тока (напряжения):

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 400\ 000$ ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

УСПД «Сикон С 70»:

- среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 70\ 000$ ч,

- средний срок службы, -12 лет;

УСВ-2:

- среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 35\ 000$ ч,

- средний срок службы, -15 лет;

Надежность системных решений:

- резервирование питания контроллера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

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;
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование компонента системы	Гос.реестр СИ	Количество (шт.)
Многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М.03, КТ 0,5S/1,0	36697-12	2
Трансформатор тока ТОЛ 10-1-8 , КТ 0,5S	15128-07	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10УЗ, КТ 0,5	3344-08	6
УСПД СИКОН С70	28822-05	1
УСВ-2	41681-10	1
Основной сервер: HP Proliant BL460 Gen8	-	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1
Документация		
Методика поверки МП 4222-05-7714348389-2015		1
Формуляр ФО 4222-05-7714348389-2015		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-05-7714348389-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10кВ ООО «Континентал Калуга». Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 21.10.2015 г.

Результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке, которое заверяется подписью поверителя и знаком поверки в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки многофункциональных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М.03 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ – 4ТМ.02М, СЭТ – 4ТМ.03М». Методика поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- средства поверки устройства синхронизации времени УСВ-2 в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации системного времени УСВ-2. Методика поверки. ВЛСТ.237.00.000 И1», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.

- средства поверки контроллера сетевого промышленного Сикон С70 в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные «Сикон С70». Методика поверки ВЛСТ.220.00.000И1», утвержденная ВНИИМС в 2005г. контроллеры Сикон С120 в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 520.00.000 И1. Методика поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году.

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ ± 1 мкс;

-мультиметр «Ресурс-ПЭ-5». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1$ °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения в диапазоне (15–300) В ПГ $\pm 0,2$ %; в диапазоне (15-150) мВ, ПГ $\pm 2,0$ %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: в диапазоне (0,05 - 0,25) А, ПГ $\pm 1,0$ %; (0,25-7,5) А, ПГ $\pm 0,3$ %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10кВ ООО «Континентал Калуга» приведены в документе-«Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10кВ ООО «Континентал Калуга». Методика аттестована ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 82-01.00203-2015 от 16.10.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии по вводам № 11002 и 21002 ЦРП-10 кВ ООО «Континентал Калуга»

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- § ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- § ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.
- § ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

г. Москва. Адрес почтовый (юридический): 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефоны (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru .

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281/2015 от 14 августа 2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2015 г.