

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующих GSM-коммуникаторов С-1.02, далее информация передаётся по основному каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS на входы сервера БД. При отказе основного канала сервер БД переключается на резервный, организованный по технологии CSD стандарта GSM. На сервере БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффици-

ентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC $\pm 0,5$ с. Сличение часов сервера БД с УСВ-1 производится один раз в час, коррекция часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера БД на величину более ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК» и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характери- стики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих услови- ях, %
1	ПС Южная 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. ф. 665	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 686 Зав. № 4610	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 60	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811110139	НР Proliant DL 320G6 Зав. № CZC833 429L	Ак- тивная	± 1,1	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,2	± 5,5
2	ПС Южная 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. ф. 680	ТОЛ Кл.т. 0,2S 400/5 Зав. № 30540 Зав. № 30541 Зав. № 30542	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2393	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0810127028		Ак- тивная	± 0,9	± 1,6
						Реак- тивная	± 1,6	± 2,6
3	ПС Южная 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. ф. 683	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Зав. № 14- 12353 Зав. № 14- 12354 Зав. № 14- 12355		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803145769		Ак- тивная	± 0,9	± 1,6
						Реак- тивная	± 1,6	± 2,6
4	РУ-2 (6 кВ), яч. 10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1236 Зав. № 1226	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6037	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807081282	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,6	
5	ТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 51414 Зав. № 42246 Зав. № 42288	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0601121836	Ак- тивная	± 1,0	± 3,2	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,5	
6	ТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 44398 Зав. № 44095 Зав. № 44507	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0604122370	Ак- тивная	± 1,0	± 3,2	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,5	

*Примечания

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С;

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,05) – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и УСВ-1 на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-08) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 108\,200$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- журнал сервера:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-08) – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- сервер – 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 (АИИС КУЭ) ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-01	2
Трансформаторы тока	ТОЛ	47959-11	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-11	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	1673-69	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Сервер	HP ProLiant DL320 G6	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61792-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 10 августа 2015 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.

Перечень основных средств поверки:

- 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;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК». Руководство пользователя» ЭССО.411711.АИИС.296ИЗ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Капитал» по объекту ООО «ПЭК»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

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

Юридический адрес: 600000 г. Владимир, ул. Большая Московская, д.22а

Почтовый адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис №3

ИНН 3329033950

Тел.: (4922) 42-46-09, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

E-mail: ess@esssp.vladinfo.ru, kas@esssp.vladinfo.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго»
(ООО «Альфа-Энерго»)

Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2015 г.