

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### 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, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и 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 таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИКМ-Пирамида, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 423), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. ИКМ-Пирамида периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ, корректировка часов ИКМ-Пирамида осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами ИКМ-Пирамида, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, корректировка часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет  $\pm 1$  с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение				
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	3	3	3	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchronSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	3	3	3	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие 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».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	Дягилевская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 3	ТЛП-10 400/5 Кл.т. 0,5S А: Зав. № 14-15472 С: Зав. № 14-15471	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 900	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803145380	СИКОН С70 Зав. № 01264	активная реактивная
2	Дягилевская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 30	ТЛП-10 400/5 Кл.т. 0,5S А: Зав. № 14-15469 С: Зав. № 14-15470	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 912	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802145391	СИКОН С70 Зав. № 01264	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной отн. погр. измерений, соответствующие P=0,95, %			Границы интервала отн. погр. измерений, в рабочих условиях, соответствующие P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,5	1,6	3,0	1,6	1,8	3,1
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,5	2,9	5,5	2,6	3,0	5,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной отн. погр. измерений, соответствующие P=0,95, %			Границы интервала отн. погр. измерений, в рабочих условиях, соответствующие P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,6	1,9	1,3	3,1	2,5	2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,9	1,3	3,1	2,5	2,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,5	2,6	1,6	3,9	3,0	2,2
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,5	2,7	6,6	4,7	3,1

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01)  $U_N$ ; диапазон силы тока (0,02 – 1,2)  $I_N$ , частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности  $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

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

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

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

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

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

- ИКМ-Пирамида – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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 коммутируемого канала.

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;
- ИКМ-Пирамида;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;

- ИКМ-Пирамида.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 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 - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИКМ-Пирамида - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30 типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	4
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Интеллектуальный кэширующий маршрутизатор	ИКМ-Пирамида	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 59750-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30. Методика поверки», утвержденному ИЦ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- 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 «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30 (АИИС КУЭ филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Дягилевская ТЭЦ» в части точек измерений Ф-3, Ф-30**

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.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**  
- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»  
Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8  
Тел.: (4922) 33-67-66  
Факс: (4922) 42-45-02  
E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»  
ООО «Центр энергетических решений»  
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

**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](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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.