

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30 МВт).

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30 МВт) (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, и времени.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, средней интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор сведений о состоянии средств измерений и результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале координированного времени;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа; предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электрической энергии;
- передача результатов измерений в ПАК ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ, ОАО «Орелэнергосбыт» в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и счётчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М классов точности 0,2S для активной электрической энергии и 0,5 для реактивной электрической энергии;

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер с функциями АРМ (автоматизированное рабочее место), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах.

УСПД, с периодичностью от 1 до 3 минут, по проводным линиям связи считывает значения мощности и текущие показания счетчиков электрической энергии. Также в нём осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet опрашивает УСПД и считывает с них показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер, в автоматическом или ручном режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электрической энергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ, считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet. АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

Измерение времени происходит автоматически на всех уровнях АИИС КУЭ внутренними таймерами устройств, входящих в АИИС КУЭ. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-1. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приемника.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-1. Сличение времени сервера с временем УСВ-1 происходит периодически (1 раз в час). Корректировка осуществляется при обнаружении расхождения больше  $\pm 2$  с.

Сличение времени УСПД со временем сервера – при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется независимо от расхождения времени УСПД с временем сервера.

Сличение времени счетчиков со временем УСПД – при каждом обращении к счетчику электрической энергии, но не реже одного раза в 30 минут. В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в счетчике электрической энергии от времени в УСПД, производится коррекция времени счетчика электрической энергии.

### **Программное обеспечение**

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электрической энергии и ПО СБД АИИС КУЭ. Программные средства систем баз данных (СБД) АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД), ПО СОЕВ.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм
1	2	3	4	5	6
Пирамида 2000. Сервер 300	Библиотека коллекции драйверов нижнего уровня пакетов	BLD.dll	1.3.27	E66E240BFF006836063BDAED1EE11F21	MD5
	Драйвер опроса счетчика A1800	A1800.dll	1.0.0.5	57562B6A334EA008C68 F100CD65075FD	
	Драйвер пороса счетчика СЭТ4ТМ.02	Set4ТМ02.dll	1.0.0.6	DC776CEC9D41AC7CAE5277357558D788	
	Драйверы кэширования и опроса данных контроллеров	cacheSl.dll	1.0.0.0	ABBF0939225FD276AFF9DE53B6EEF80B	
		cacheS10.dll	1.0.0.0	5DFE78C7411F22C8971 9F8364F6C07EE	
		siconl.dll	1.0.0.0	CC6A2477D10067EF3C25216682079DEB	
		siconl02.dll	1.0.0.0	20437B865651227E1C8024672AE55705	
		siconS10.dll	1.0.0.0	13DAB938339A6E14F976DF51C10DA89C	
		siconS50.dll	1.0.0.0	17204F0424CDFD3D79C3DAFFB2B92C48	
		siconS60.dll	1.0.0.5	7ED3A52F1CAD5BE8F1F76CD42E5DB6EF	
		siconTC65.dll	1.0.0.0	F889C13EDD822FFA05B93BC0F2FCE809	
	Драйвер работы с БД	DBD.dll	1.0.1.23	8E256A1907943DA8254C7200D7D19B99	
	Библиотеки доступа к серверу событий	FilesDLL.dll	1.0.0.0	DAB908DE533C5E3C1E888543A7DD2DEB	
	Библиотека проверки прав пользователя при входе	PLogin.dll	1.0.7.8	C6EFA6721A8CB5329596785352870593	
	Формирование отчетов инструмента SQLReports	PAutoGeneration.dll	1.0.0.0	65525B285E478606DE87ED2501622CF3	
	Драйвер расчета потребителей	PClients.dll	1.0.0.7	27B98B0BCB81FA5E3E753392D10D86AC	
	Шаблон драйвера универсального вычислителя	PCurrentValues.dll	1.0.0.0	B9E42C4B3BCBCE6E55283A4086FA2F79	
	Драйвер заполнения отсутствующего профиля	PFillProfile.dll	1.0.0.1	EA5590908470FCDDC8F4E062F7ABF6B6	

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм
1	2	3	4	5	6
	Драйвер фиксации данных	PFixData.dll	1.0.0.0	523E018796C4ABC7A8813500EAE89E34	
	Драйвер расчета зафиксированных показаний из профиля	PFixed.dll	1.1.0.0	39C493B4AE0BDAC4F3199C896375925F	
	Драйвер расчета интегрального канала	PIntegral.dll	1.2.1.0	9B274C57AED658A69D38E423D210BF86	
	Драйвер расчета небалансов	PLeakage.dll	1.0.0.2	09AB365A61936FD9F4AA41C6954DE3AA	
	Драйвер контроля превышения лимитов мощности	PLimits.dll	2.0.1.0	DDE92DF5C013F21118F2B861E9506FA7	
	Драйвер расчета потерь	PLosses.dll	1.1.0.0	1E1C3993BEC52955426A09BBEE105199	
	Драйвер расчета энергопараметров	PProcess.dll	2.0.2.0	4E44C21E0E25FE712A4 22EA574E7FFAD	
	Драйвер замещения данных	PReplace.dll	1.0.0.0	3C0EE8119A6922EC9C181FC514E4E937	
	Расчёт целочисленного профиля	PRoundValues.dll	1.0.0.0	13AEDC83818AEE6687D6D5C1C9BACE36	
	Драйвер запуска приложения	PRunExe.dll	1.0.0.1	8FA43961CF679835D388341BE9AD80BE	
	Расчёт данных сезонного перевода	PSeasonDecode.dll	1.0.0.1	A3B0F5F43495FAE56540705C318EE641	
	Статистика	PStatistics.dll	1.0.0.1	4F1C175BD177B54EF46624CDE55DB48E	
	Драйвер расчета энергопараметров по тарифным зонам	PTarifZones.dll	1.0.0.0	C9FF61DB0CB6A0D99F19335995E1883	
	Драйвер расчета профиля/энергии из зафиксированных показаний	PValuesFromFixed.dll	1.0.0.0	8FC000F6C6A1970C720870ABF73C9CA6	

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Номинальная функция преобразования при измерении:

– электрической энергии 
$$W_p(W_Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТТ}}$$

– электрической мощности 
$$P(Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot \frac{60}{T_{\text{и}}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТТ}}$$

где: N – число импульсов в регистре профиля мощности счетчика электрической энергии, имп;

A – постоянная счетчика электрической энергии, имп/кВт·ч (квар·ч);

K<sub>ТН</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K<sub>ТТ</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ);

T<sub>и</sub> – время интегрирования, мин.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Канал измерений		Средство измерений					Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, Коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Фаза	Обозначение	Вид электрической энергии	
1	2	3	4	5	6	7	8
53	КВЛ 110 кВ Ливенская ТЭЦ - Ливны I цепь с отпайкой на ПС Пластмасс	ТТ	КТ=0,2S K <sub>ТТ</sub> =600/1 22440-07	А	ТВГ-110	– активная прямая;	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$
				В	ТВГ-110		
				С	ТВГ-110		
		ТН	КТ=0,2 K <sub>ТН</sub> =110000/100 24218-08	А	НАМИ-110	– активная обратная;	$\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$
				В	НАМИ-110		
				С	НАМИ-110		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		– реактивная обратная	$\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$
54	КВЛ 110 кВ Ливенская ТЭЦ - Ливны II цепь с отпайкой на ПС Пластмасс	ТТ	КТ=0,2S K <sub>ТТ</sub> =600/1 22440-07	А	ТВГ-110	– активная прямая;	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$
				В	ТВГ-110		
				С	ТВГ-110		
		ТН	КТ=0,2 K <sub>ТН</sub> =110000/100 24218-08	А	НАМИ-110	– активная обратная;	$\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$
				В	НАМИ-110		
				С	НАМИ-110		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		– реактивная обратная	$\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$
55	Г-3	ТТ	КТ=0,2S K <sub>ТТ</sub> =2500/1 25433-08	А	ТЛО-10	– активная прямая;	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 K <sub>ТН</sub> =10500/100 23544-07	А	ЗНОЛП	– реактивная прямая;	$\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$
				В	ЗНОЛП		
				С	ЗНОЛП		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			$\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$  для  $\cos \varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 1,0 \cdot I_{\text{ном}}$  для  $\cos \varphi = 0,8$ ;

ской энергии при  $I = I_{\text{ном}}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = I_{\text{ном}}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{1.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{\text{ном}}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения  $I = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{\text{ном}}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ .

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени  $\pm 5$  с.

Нормальные условия применения:

– температура окружающего воздуха, °С	от 21 до 25;
– относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
– атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.)	от 84 до 106;
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 215,6 до 224,4;
– частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49,85 до 50,15;
– индукция внешнего магнитного поля, мТл не более	0,05.

Рабочие условия применения:

– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 198 до 242;
– частота питающей сети, Гц	от 49 до 51;
– температура (для ТН и ТТ), °С	от –35 до 40;
– температура (для счетчиков)	от 5 до 35;
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	от 10 до 40;
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 0 до 0,5.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v < 2$  ч;
- для УСПД  $T_v < 2$  ч;
- для сервера  $T_v < 1$  ч;
- для компьютера АРМ  $T_v < 1$  ч;
- для модема  $T_v < 1$  ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии потребленной за месяц по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30 МВт).

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30 МВт) определяется проектной документацией на АИИС КУЭ.

### **Поверка**

проводится по документу МП 50160-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30 МВт). Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 25.04.2012 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0\%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3\%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;
- радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Филиала ОАО «Квадра» – «Орловская региональная генерация» Ливенская ТЭЦ (ГТУ-30МВт). Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 6 – 2012 от 25.04.2012 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ОАО «Ивэлектроналадка»

Юридический адрес: 153002, Россия, г. Иваново, ул. Калинина, 5.

Почт. адрес: 153032, ул. Ташкентская, д.90, г. Иваново.

Тел. (4932) 230-230. Тел./факс (4932) 29-88-22.

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.