

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС) предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначено для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на третий уровень.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: ИВК-ИКМ «Пирамида» (основной и резервный); устройство хранения данных (сервер БД); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей; рабочие станции (АРМ). ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\phi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи.

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК и имеет нормированную точность. Проверка времени в счетчиках выполняется УСПД автоматически, один раз в полчаса во время опроса, при обнаружении рассогласований времени УСПД и счетчика более чем на  $\pm 2$  с, автоматически производится коррекция времени счетчика, если в эти сутки его время еще не корректировалось. Коррекция времени счетчикам СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М производится один раз в сутки. Коррекция часов УСПД производится ИВК при рассогласовании времени УСПД и ИВК более чем на  $\pm 2$  с. Коррекция часов ИВК производится один раз в час установкой времени от УСВ-2 или ИВЧ-1.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 лет. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение «Пирамида 2000. Сервер» (далее – ПО) строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000. Сервер» и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», получаемой за счет математической обработки измери-

тельной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePyramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Параметр	Значение
1	2
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 0,4

Продолжение таблицы 2

1	2
Температурный диапазон окружающей среды для:	

- счетчиков электрической энергии, °С	от +5 до +35
- трансформаторов тока и напряжения, °С	от -30 до +35
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 - 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	500; 220; 24; 20
Первичные номинальные токи, кА	24; 12; 3; 1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	18
Интервал задания границ тарифных зон, мин.	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_r$ , %.

№ ИК	Состав ИИК		cosj / sinj	$d_r$ , 1(2)%I	$d_r$ , 5%I	$d_r$ , 20%I	$d_r$ , 100%I
				$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 3, 4, 12 - 18	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	1	Не нормируется	±1,9	±1,2	±1,0
			0,8	Не нормируется	±3,0	±1,8	±1,4
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	0,5	Не нормируется	±5,5	±3,0	±2,3
			0,8/0,6	Не нормируется	±4,6	±2,6	±2,0
			0,5/0,87	Не нормируется	±2,8	±1,7	±1,4
2	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
			0,8	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
			0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	0,8/0,6	±2,5	±1,9	±1,8	±1,8
			0,5/0,87	±2,2	±1,8	±1,8	±1,8
5, 6	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	1	Не нормируется	±1,2	±1,0	±0,9
			0,8	Не нормируется	±1,6	±1,2	±1,2
			0,5	Не нормируется	±2,4	±1,8	±1,6
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$	0,8/0,6	Не нормируется	±2,4	±1,7	±1,5
			0,5/0,87	Не нормируется	±1,8	±1,3	±1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
7 -	ТТ	Счетчик класс	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8

11	точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
		0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,8/0,6	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
		0,5/0,87	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K K_e \times 100\%}{e} \frac{\sigma^2}{1000 P T_{cp}}},$$

где  $d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$R$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{Dt}{3600 T_{cp}} \times 100\%,$$

где  $Dt$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные в таблице 4;
- устройства сбора и передачи данных и ИКМ Пирамида приведенные в таблице 5;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 2323), Госреестр № 41681-10;
- устройство синхронизации времени ИВЧ-1 (зав. № 0350628001)
- документация и ПО представлены в таблице 6.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

Средство измерений			
№ ИК	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
1	ТГ-1	ТТ	ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № 2918, 2730, 2536 ГР № 1837-63
		ТН	ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 29133; 31072; 29132 ГР № 51674-12
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043094 ГР № 27524-04
2	ТГ-2	ТТ	BDG 072A1/2/3 Кл.т 0,2S (мод. BDG 072A1) 12000/5 №№ 1VLT5114019637; 1VLT5114019636; 1VLT5114019635 ГР № 48214-11
		ТН	ТJP 6.2-G; ТJP 7.3-G; ТJC 6-G; ТJC 7.0-G; TDC 6-G (мод. ТJC 6-G) Кл.т 0,2 20000/100 №№ 1VLT5214004088; 1VLT5214004087; 1VLT5214004086 ГР № 49111-12
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (мод. СЭТ-4ТМ.03М) Кл.т 0,2S/0,5 № 0807140094 ГР № 36697-12
3	ТГ-3	ТТ	ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № ТГ 3А, ТГ 3В, ТГ 3С ГР № 1837-63
		ТН	ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 29137; 29836; 31068 ГР № 51674-12
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043084 ГР № 27524-04

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
4	ТГ-4	ТТ	ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № 3388, 3458, 2785 ГР № 1837-63
		ТН	ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 31076; 31063;29134 ГР № 51674-12
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 0108078302 ГР № 27524-04
5	ТГ-5	ТТ	ТШВ-24 Кл.т 0,2 24000/5 № 201, 212, 229 ГР № 6380-77
		ТН	ЗНОМ-24-69VI Кл.т 0,5 24000/100 № 47834; 47826;47820 ГР № 8961-82
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 10045073 ГР № 27524-04
6	ТГ-6	ТТ	ТШВ-24 Кл.т 0,2 24000/5 № 20, 16, 25 ГР № 6380-77
		ТН	ЗНОМ-24-69VI Кл.т 0,5 24000/100 № 49380; 49379; 49382 № 8961-82
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043099 ГР № 27524-04
7	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Тамбовская	ТТ	ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1357; 1383, №№ 1361; 1356, №№ 1339; 1382 ГР № 26546-08
		ТН	НАМИ-500 УХЛ1 Кл.т 0,2 500000/100 №№ 100; 05; 06 ГР № 28008-09
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043133 ГР № 27524-04
8	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная	ТТ	ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1358; 1347 №№ 1354; 1416 №№ 1370; 1415 ГР № 26546-08

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		ТН	НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 25; 26; 27 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0107060197 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
9	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная	ТТ	ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1359; 1376 №№ 1355; 1381 №№ 1343; 1375 ГР № 26546-08
		ТН	НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 93; 95; 97 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 10045072 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
10	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Западная	ТТ	ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1404; 1348 №№ 1394; 1369 №№ 1395; 1374 ГР № 26546-08
		ТН	НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 04; 98; 99 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 10045032 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
11	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Восточная	ТТ	ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1396; 1384 №№ 1403; 1377 №№ 1401; 1362 ГР № 26546-08
		ТН	НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 22; 23; 24 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 11043090 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
12	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Заречная	ТТ	ТВ-220 1000/1 ГР 2.1; ГР 2.2; ГР 2.3 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5



Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 №1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 10045037 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
13	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Новомичуринская	ТТ	ТВ-220 1000/1 ГР 1.1; ГР 1.2; ГР 1.3 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0108078390 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
14	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Павелецкая	ТТ	ТВ-220 1000/1 № 1079, 1026, 1019 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 № 1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 11043103 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
15	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Парская № 1	ТТ	ТВ-220 1000/1 № 1650, 1656, 1648 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 11043130 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
16	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Парская № 2	ТТ	ТВ-220 1000/1 № 1728, 1695, 438 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 № 1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 10045065 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
17	ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Пущино	ТТ	ТВ-220 1000/1 № 428, 225, 226 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 11043131 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5
18	ОВ-220 кВ	ТТ	ТВ-220 1000/1 № 1012, 1015, 1011 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5
		ТН	НКФ-220-58 220000/100 №№ 1012350; 1010610 №№ 1012049; 1012344 №№ 1019275; 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 11043134 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5

Таблица 5 - Перечень УСПД и ИКМ, входящего в состав АИИС КУЭ.

Тип, № Госреестра	зав. №	Номер измерительного канала
СИКОН С1, № в ГР 15236-03	1267	7-18
СИКОН С1, № в ГР 15236-03	1291	5,6
СИКОН С1, № в ГР 15236-03	1293	1-4
ИКМ-Пирамида в ГР 29484-05 (основной)	416	1-18
ИКМ-Пирамида в ГР 29484-05 (резервный)	417	1-18

Таблица 6 - Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Количество, шт.
Программный пакет «Пирамида 2000.Сервер».	2(два) экземпляра
Программный пакет «Пирамида 2000.АРМ».	3(три) экземпляра
Формуляр. НВЦП.422200.078.ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки НВЦП.422200.078.МП	1(один) экземпляр
Инструкция по эксплуатации АИИС НВЦП.422200.059.ЭД.ИЭ;	1(один) экземпляр
Руководство пользователя АИИС НВЦП.422200.059.ЭД.ИЗ	1(один) экземпляр

**Поверка**

осуществляется по документу НВЦП.422200.078.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
  - средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2004 г.;
  - средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
  - средства поверки УСПД типа «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2003г.
  - средства поверки ИВК типа «ИКМ-Пирамида» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005г.
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC,  $\pm 1$  мкс, № Госреестра 27008-04.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС НВЦП.422200.078.МИ.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «Электроцентроналадка», г. Москва  
123995, г.Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д.16 корп. 2

### **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  
Мп «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.