

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) РТП № 210 «Бриз»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) РТП № 210 «Бриз» (в дальнейшем – АИИС КУЭ РТП № 210 «Бриз») 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 РТП № 210 «Бриз» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных 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, изготовленные по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

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: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении, далее - сервер); 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. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ РТП № 210 «Бриз» 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 РТП № 210 «Бриз» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измери-

тельных 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 ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) 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, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ РТП № 210 «Бриз» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов сервера производится не реже одного раза в час, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ-2, подключенного к серверу. Коррекция часов УСПД производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от сервера.

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 РТП № 210 «Бриз» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ РТП № 210 «Бриз», 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. Розничный рынок» (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. Розничный рынок» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5; 0,5S; 1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Розничный рынок», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ РТП № 210 «Бриз», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Розничный рынок»

Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	Версия 3	E55712D0B1B219065 D63DA949114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/ мощности	CalcLeakage.dll		B1959FF70BE1EB17 C83F7B0F6D4A13	
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll		D79874D10FC2B156 A0FDC27E1CA480A C	
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll		52E28D7B608799BB3 CCEA41B548D2C83	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll		6F557F885B73726132 8CD77805BD1BA7	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll		48E73A9283D1E6649 4521F63D00B0D9F	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll		C391D64271ACF4055 BB2A4D3FE1F8F48	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll		ECF532935CA1A3FD 3215049AF1FD979F	
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll		530D9B0126F7CDC2 3ECD814C4EB7CA09	
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll		1EA5429B261FB0E2 884F5B356A1D1E75	

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
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
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +10 до +30 от +10 до +30
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	10
Первичные номинальные токи, кА	0,8
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	2
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

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

№ ИК	Состав ИИК	cosφ/ sinφ	$d_p$ , 1(2)%I	$d_p$ , 5%I	$d_p$ , 20%I	
			$I_{1(2)} \% \leq I < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I < I_{120} \%$	
1, 2	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 $\Delta t = 10$ °С	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	±1,8	±1,1	±0,9
			0,9	±2,4	±1,4	±1,1
			0,8	±2,9	±1,7	±1,3
			0,5	±5,4	±3,0	±2,2
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,9/0,4	±6,4	±3,6	±2,7	
		0,8/0,6	±4,5	±2,6	±2,0	
		0,5/0,9	±2,7	±1,8	±1,4	

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):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2_{\text{с}} + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{\text{ср}}} \right)^2}, \text{ где}$$

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

$d_{\text{с}}$  - 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);

$T_{\text{ср}}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - 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:

$$d_{p,\text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{\text{ср}}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{\text{ср}}$  - 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;
- устройство сбора и передачи данных СИКОН-С70 (зав. № 05646), Госреестр № 28822-05;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 2088), Госреестр №41681-10;
- документация и ПО представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Средство измерений			
№ ИК	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
1	ВЛ- 110 кВ ЛХТ-3 (W7G)	ТН	НАМИТ-10-2 К <sub>ТН</sub> =10000/100; Кл.т. 0,5; № Гос.р. 16687-07 Зав. № 0348
		ТТ	ТОЛ-10-1, К <sub>ТТ</sub> =800/5; Кл.т. 0,5S, № Гос.р. 15128-07 Зав. № 50779 (фаза А) Зав. № 50780 (фаза В) Зав. № 50781 (фаза С)
		Счетчик	КИПП-2М, Зав. № 100658, Кл.т. 0,2S/0,5, I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 41436-09

2	ВЛ- 110 кВ ЛХТ-8 (W4G)	ТН	НАМИТ-10-2 К <sub>ТН</sub> =10000/100; Кл.т. 0,5; № Гос.р. 16687-07 Зав. № 0347
		ТТ	ТОЛ-10-1, К <sub>ТТ</sub> =800/5; Кл.т. 0,5S, № Гос.р. 15128-07 Зав. № 52801 (фаза А) Зав. № 52802 (фаза В) Зав. № 52803 (фаза С)
		Счетчик	КИПП-2М, Зав. № 100636, Кл.т. 0,2S/0,5, I <sub>ном</sub> = 5 А, № Гос.р. 41436-09

Таблица 5 - Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Количество, шт.
Программный пакет «Пирамида 2000. Розничный рынок». Версия 3	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков Альфа А1800	1(один) экземпляр
Формуляр (4441.425290.190. ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (4441.425290.190. МП)	1(один) экземпляр
Инструкция по эксплуатации КТС 4441.425290.190.ИЭ; Руководство пользователя 4441.425290.190.ИЗ	1(один) экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу МП 56398-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) РТП № 210 «Бриз». Методика поверки» 4441.425290.190. МП, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2013 г.

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 счетчиков электрической энергии типа КИПП-2М по документу «Счетчики электронные многофункциональные «КИПП-2М». Методика поверки» ТЛАС.411152.001ПМ, утвержденному ФГУП «ВНИИМ им Д.И.Менделеева» в июле 2009г;
- средства поверки контроллеров СИКОН-С70 в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки» ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г;
- 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 электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) РТП № 210 «Бриз» 4441.425290.190.М1.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИ-ИС КУЭ) РТП № 210 «Бриз»**

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».
3. ГОСТ Р 52323-05 (МЭК 62053-22:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-05 (МЭК 62053-23:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
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**

ООО «ГорЭнергоПроект»,  
Адрес: 190121, г. Санкт-Петербург, ул. Лоцманская, д.20, лит.А, пом. 14-Н  
тел: (812) 677-21-23 доб. 303.

**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

Ф.В. Булыгин

М.п.      «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.