

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ВНИИМС ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 05 » 10 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41656-09</u>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ИТФ «Системы и технологии» г. Владимир, заводской № 02

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап) (далее – АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап)) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Область применения: в Филиале "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья», энергосбытовой компании и граничащих с ним по сетям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), представляет собой четырехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый уровень состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии с цифровым интерфейсом RS-485, измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных, образующих 16 измерительных каналов (далее по тексту – «ИК») системы.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ). В состав ИВКЭ входят устройства сбора и передачи данных (УСПД), средства связи, средства обеспечения резервного питания.

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСОИ Горномарийских ЭС, ЦСОИ Йошкар-Олинских ЭС и ЦСОИ Сернурских ЭС. В состав ИВК входят серверы сбора данных на основе ИВК «ИКМ-Пирамида», устройства синхронизации времени (УСВ), средства связи, средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места (АРМ), источники бесперебойного питания.

Четвертый уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСОИ «Маризэнерго». В состав ИВК ЦСОИ входят сервер сбора данных на основе ИВК «ИКМ-Пирамида», сервер базы данных, устройство синхронизации времени (УСВ),

средства связи, средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места (АРМ), источники бесперебойного питания.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

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

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД 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 "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), измерения и передача данных на верхний уровень происходят 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 СЭТ-4ТМ.03 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 (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на ИВК (сервер), где происходит обработка, хранение и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВК, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, GSM-сеть связи (основной канал). В качестве резервного канала связи также применяется GSM-сеть связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ имеет 4 независимых устройства синхронизации времени на основе GPS-приемника УСВ-1. ИВК верхнего уровня контролирует время в ИВК нижнего уровня. Время всех ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано со временем УСВ-1, синхронизация производится один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД синхронизируется с ИВК «ИКМ-Пирамида», синхронизация осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от расхождения. Сличение времени счетчиков со временем УСПД производится каждый сеанс связи – один раз в 30 минут. Корректировка времени на счетчике осуществляется при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Для защиты информации и 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).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ Филиала "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: при-

ращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД «СИКОН 70» - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – 3 года.
- ИВК «ИКМ ПИРАМИДА» - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 года.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ Филиала "Маризнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средства измерений. Устройства связи, модемы различных типов, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	-10 ...+35 -40...+50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
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	110; 10
Первичные номинальные токи, кА	1; 0,6; 0,4; 0,3; 0,2; 0,05
Номинальное вторичное напряжение, кВ	0,4; 0,1
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	16

Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2 - Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$ %	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
5	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,2	±0,73	±0,69	±0,69
	ТН класс точности 0,5	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,7	±1,4	±1,2	±1,2
	ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±2,5	±1,2	±1,0	±1,0
1; 11	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,1	±0,72	±0,68	±0,68
	ТН класс точности 0,5	0,8	±1,4	±0,96	±0,85	±0,85
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	±1,7	±1,4	±1,1	±1,1
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,2	±1,4	±1,0	±1,0
	ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±1,7	±1,1	±0,89	±0,89
2	ТТ класс точности 0,5	1	не норм	±1,6	±0,91	±0,72
	ТН класс точности 0,2	0,8	не норм	±2,3	±1,3	±0,93
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	не норм	±3,8	±2,0	±1,4
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	не норм	±3,2	±1,7	±1,3
	ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	не норм	±2,1	±1,2	±0,96
3; 10	ТТ класс точности 0,5	1	не норм	±1,6	±0,99	±0,82
	ТН класс точности 0,5	0,8	не норм	±2,4	±1,4	±1,1
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	не норм	±3,9	±2,2	±1,6
	ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	не норм	±3,3	±1,8	±1,4
	ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	не норм	±2,2	±1,3	±1,1

№ ИК	Состав ИК*	cos φ (sin φ)	δ _{1(2)%I} I _{1(2)%} ≤ I < I _{5%}	δ _{5%I} I _{5%} ≤ I < I _{20%}	δ _{20%I} I _{20%} < I ≤ I _{100%} %	δ _{100%I} I _{100%} < I ≤ I _{120%}
4	ТТ класс точности 0,5S	1	±1,6	±0,86	±0,65	±0,65
	ТН отсутствует	0,8	±2,3	±1,2	±0,86	±0,86
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	±3,8	±1,9	±1,3	±1,3
	ТТ класс точности 0,5 S	0,8 (0,6)	±3,2	±1,7	±1,2	±1,2
6-7	ТН отсутствует	0,5 (0,87)	±2,1	±1,2	±0,90	±0,90
	Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)					
8-9; 12-16	ТТ класс точности 0,2	1	не норм	±0,91	±0,71	±0,67
	ТН класс точности 0,5	0,8	не норм	±1,3	±0,94	±0,82
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	не норм	±1,9	±1,3	±1,1
	ТТ класс точности 0,2	0,8 (0,6)	не норм	±1,7	±1,2	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	не норм	±1,3	±0,94	±0,88
8-9; 12-16	Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)					
	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,1	±0,60	±0,55	±0,55
	ТН класс точности 0,2	0,8	±1,2	±1,0	±0,65	±0,65
	Счётчик-класс точности 0,2S	0,5	±1,6	±1,2	±0,82	±0,82
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,1	±1,3	±0,85	±0,85
8-9; 12-16	ТН класс точности 0,2	0,5 (0,87)	±1,6	±1,0	±0,76	±0,76
	Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)					

Примечание: *) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД, УСВ, ИВК - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ Филиала "Маризэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап).

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, 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:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из таблицы 2 при измерении электроэнергии, в процентах;

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

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженный в Вт•ч);

T_{cp} - 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 по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

Δt - 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

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Основные технические компоненты АИИС КУЭ и их характеристики приведены в таблицах 3 и 4. Вспомогательные технические компоненты АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 3

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	ВЛ-110кВ Прудки-Н-Торъял	ТТ	ТФЗМ-110Б-УХЛ1 А № 1378 В № 1379 С № 1380 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 32825-06	Первичный ток, I_1

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
		ТН	НКФ-110-83У1 А № 43897 В № 43767 С № 43768 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 111068171 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
2	ПС Кокшайск МВ-10кВ	ТТ	ТЛМ-10-2У3 А № 7806 С № 5926 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-00	Первичный ток, I_1
		ТН	НАМИ-10У2 № 260 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 11094-87	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103060118 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
3	ВЛ 110кВ Уржумка-Кокшайск	ТТ	ТФЗМ-110Б-1У1 А № 22328 В № 62879 С № 22345 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
		ТН	НКФ-110-57У1 А № 19347 В № 19404 С № 19516 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-94	Первичное напряжение, U_1

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103062108 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q
4	ПС Кокшайск ТСН №1	ТТ	Т-0,66 А № 12215 В № 12217 С № 12218 Коэфф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S № Гос. р. 15698-96	Первичный ток, I ₁
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 106068071 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q
5	ВЛ 110 кВ Санчурск-Пижма	ТТ	ТГФ-110 А № 1459 В № 1457 С № 1458 Коэфф. тр. 200/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 16635-02	Первичный ток, I ₁
		ТН	НКФ-110-53У1 А № 50125 В № 50145 С № 50210 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-94	Первичное напряжение, U ₁
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103063070 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
6	ПС Табашино СМВ 110 кВ	ТТ	ТРГ-110 А № 122 В № 121 С № 120 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 26813-04	Первичный ток, I_1
		ТН	НКФ-110-83У1 А № 1770 В № 1824 С № 1781 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103060030 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
7	ПС Табашино МВ 110 кВ Т1	ТТ	ТРГ-110 А № 119 В № 118 С № 117 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 26813-04	Первичный ток, I_1
		ТН	НКФ-110-83У1 А № 1823 В № 1766 С № 1771 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103060147 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
8	ВЛ 110кВ Катраси-Еласы1 с отп. на ПС Виловатово	ТТ	ТРГ-110 УХЛ1 А № 906 В № 907 С № 908 Кoeff. тр. 50/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 26813-04	Первичный ток, I_1
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 А № 2028 В № 2063 С № 2043 Кoeff. тр. 110000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 24218-03	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108061222 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
9	ВЛ 110кВ Катраси-Еласы2 с отп. на ПС Виловатово	ТТ	ТРГ-110 УХЛ1 А № 905 В № 904 С № 903 Кoeff. тр. 50/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 26813-04	Первичный ток, I_1
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 А № 2058 В № 2044 С № 2041 Кoeff. тр. 110000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 24218-03	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108062106 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
10	ВЛ 110 кВ Н.Кинерь-Шиньша	ТТ	ТФНД-110 ТФЗМ-110Б-1У1 А № 3063 В № 62917 С № 53576 Кoeff. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
		ТН	НКФ-110-83У1 А № 51968 В № 49736 С № 51965 Кoeff. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103063180 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
11	ПС Юрино 110/35/10 ВЛ-110кВ Макарьево-Юрино	ТТ	ТФЗМ-110Б-УХЛ1 А № 1381 В № 1382 С № 1383 Кoeff. тр. 400/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 32825-06	Первичный ток, I_1
		ТН	НКФ-110-57У1 А № 3583 В № 3517 С № 3467 Кoeff. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-94	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 104081125 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
12	ПС Мелковка 110/10кВ ШМ-10кВ Т-1	ТТ	ТОЛ-10-III-2УХЛ1 А № 68 В № 69 С № 70 Кoeff. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I_1
		ТН	ЗНОЛ-10-III-УХЛ1 А№ 8454 В № 8455 С № 8456 Кoeff. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 33044-06	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 111068223 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
13	ПС Мелковка 110/10кВ ШМ-10кВ Т-2	ТТ	ТОЛ-10-III-2УХЛ1 А № 71 В № 72 С № 73 Кoeff. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I_1
		ТН	ЗНОЛ-10-III-УХЛ1 А№ 8457 В № 8458 С № 8459 Кoeff. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 33044-06	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 111069219 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
14	ПС Мелковка 110/10кВ ВЛ-110кВ Воскресенск-Мелковка	ТТ	ТФЗМ-110Б-УХЛ1 А № 1395 В № 1396 С № 1397 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 32825-06	Первичный ток, I_1
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 А № 232 В № 281 С № 558 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 24218-03	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 104080533 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
15	ПС Кундыш 110/10кВ ШМ-10кВ Т-1	ТТ	ТОЛ-10-III-2УХЛ1 А № 49 В № 50 С № 51 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I_1
		ТН	ЗНОЛ-10-III-УХЛ1 А № 7940 В № 7941 С № 13737 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 33044-06	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 103062168 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном=5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
16	ПС Кундыш 110/10кВ ШМ-10кВ Т-2	ТТ	ТОЛ-10-III-2УХЛ1 А № 52 В № 53 С № 54 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I_1
		ТН	ЗНОЛ-10-III-УХЛ1 А № 7942 В № 7943 С № 794 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 33044-06	Первичное напряжение, U_1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 104081110 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} =5А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ АИИС КУЭ Филиала "Мари-энерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап)	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТФЗМ-110Б-УХЛ1; ТЛМ-10-2У3; ТФЗМ-110Б-1У1; Т-0,66; ТГФ-110; ТРГ-110; ТРГ-110 УХЛ1; ТФНД-110; ТОЛ-10-III-2УХЛ1	Согласно схеме объекта учета	№32825-06; №2473-00; №2793-88; №15698-96; №16635-02; №26813-04; №26813-04; №2793-71; №7069-02
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НКФ-110-83У1; НАМИ-10У2; НКФ-110-57У1; НАМИ-110УХЛ1; ЗНОЛ-10-III-УХЛ1	Согласно схеме объекта учета	№1188-84; №11094-87; №14205-94; №24218-03; №33044-06
Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	По количеству точек измерений	№ 27524-04
Устройство сбора и передачи данных СИКОН С70	9 шт.	№ 28822-05

ИВК «ИКМ-Пирамида»	4 шт.	№ 29484-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1	4 шт.	№28716-05

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ Филиала "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап)
Сотовый модем Siemens TC35	27 шт.
Модемный модуль AnCom ST/U0006C/310	4 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) APC Smart-UPS RM 2U SUA2200RM2U	4 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) Powerware 3105, 600ВА	9 шт.
АРМ стационарный	4 шт.
АРМ переносной на базе Notebook	1 шт.
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр
Программный пакет «Пирамида-2000»	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программное обеспечение электросчетчиков	
Программное обеспечение УСПД СИКОН С70	

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ Филиала "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ Филиала "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, утвержденной в 2004г.;

- средства поверки устройств сбора и передачи данных СИКОН С70 в соответствии с методикой поверки «Сетевой промышленный контроллер «СИКОН С70». Методика поверки» ВЛСТ.220.00.000.И1, утвержденной ВНИИМС в 2005г.;

- средства поверки ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА» в соответствии с методикой поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-ПИРАМИДА». Методика поверки» ВЛСТ.230.00.000.И1, утвержденной ВНИИМС в 2005г.;

- средства поверки устройств синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с методикой поверки «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки» ВЛСТ 221.00.000 МП, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ Филиала "Мариэнерго" ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (2 этап), утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ЗАО ИТФ «Системы и технологии»
600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14
тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

Заместитель генерального директора
по проектированию и
конструированию



А.Я. Щитников