

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, выработанной и переданной в транспортные сети на Саранской ТЭЦ-2 Мордовского филиала ОАО «ТГК-6», а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК) состоит из установленных на объектах контроля трансформаторов тока (далее – ТТ), трансформаторов напряжения (далее – ТН), счетчиков активной и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее- ИВКЭ), в который входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (далее – ПО), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ 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 измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код.

Счетчики типа ЕвроАЛЬФА и СЭТ-4ТМ.03М 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 передается 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 сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция часов производится не реже одного раза в сутки, по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД (RTU-327).

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).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТЭС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения 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.

В системе 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. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, 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

ПО «АльфаЦЕНТР» 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.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Аль- фаЦЕНТР» АС_RTU	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	3.32.0.0	94b754e7dd0a5765 5c4f6b8252afd7a6	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	3.32.0.0	8278b954b23e7364 6072317ffd09baab	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	3.32.0.0	b7dc2f29537555357 8237ffc2676b153	
	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	3.31.0.0	5e9a48ed75a27d10c 135a87e77051806	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbb a400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll		b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

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 АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
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	от +10 до +35 от -40 до +70
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
Первичное номинальное напряжение, кВ	110; 35; 10; 6
Первичный номинальный ток, кА	8; 4; 2; 1,5; 1; 0,75; 0,6;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	49
Интервал задания границ тарифных зон, мин	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электроэнергии, не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,5S) и измерительных трансформаторов тока и напряжения (кл. точности 0,2, 0,2S; 0,5; 0,5S).

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, %.

№ ИК	cos φ	$\pm\delta_{wp1(2)} \%, [\%]$	$\pm\delta_{wp5} \%, [\%]$	$\pm\delta_{wp20} \%, [\%]$	$\pm\delta_{wp100} \%, [\%]$
		$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} \leq I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} \leq I_{20} \%$	$I_{20} \% < I_{изм} \leq I_{100} \%$	$I_{100} \% < I_{изм} \leq I_{120} \%$
2, 4, 6, 9, 11, 12, 14, 16	1	-	± 2,2	± 1,6	± 1,5
	0,8	-	± 3,3	± 2,1	± 1,8
	0,5	-	± 5,6	± 3,1	± 2,4
1, 3, 5, 7, 8, 10, 13, 15, 17 - 35, 37 - 43, 45 - 48	1	-	± 2,2	± 1,7	± 1,6
	0,8	-	± 3,3	± 2,2	± 2,0
	0,5	-	± 5,7	± 3,3	± 2,7
36, 44	1	± 2,4	± 1,7	± 1,6	± 1,6
	0,8	± 3,3	± 2,4	± 2,0	± 2,0
	0,5	± 5,7	± 3,4	± 2,7	± 2,7
49	1	± 1,9	± 1,5	± 1,5	± 1,5
	0,8	± 2,2	± 2,0	± 1,8	± 1,8
	0,5	± 2,9	± 2,4	± 2,1	± 2,1

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения реактивной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, %

№ ИК	sin φ	$\pm\delta_{WQ2}$ %, [%]	$\pm\delta_{WQ5}$ %, [%]	$\pm\delta_{WQ20}$ %, [%]	$\pm\delta_{WQ100}$ %, [%]
		$I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} \leq I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
2, 4, 6, 9, 11, 12, 14, 16	0,6	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
	0,87	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
1, 3, 5, 7, 8, 10, 13, 15, 17 - 35, 37 - 43, 45 - 48	0,6	-	$\pm 5,2$	$\pm 3,0$	$\pm 2,5$
	0,87	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
36, 44	0,6	$\pm 6,6$	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,5$
	0,87	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
49	0,6	-	$\pm 3,8$	$\pm 3,5$	$\pm 3,5$
	0,87	-	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации системы 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):

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

$d_{p(Q)}$ - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, %;

d_w - пределы допускаемой относительной погрешности ИК из табл. 3 при измерении электроэнергии, %;

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;

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

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

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

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 титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 - Комплект поставки АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6»

№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Средство измерений			
		Наименование средств измерений Обозначение, тип, метрологические характеристики, заводской №, № Госреестра			
		ТТ	ТН	счетчик	УСПД
1	ОРУ-110 кВ яч. 2 МВ «Юго- Западная-1»	ТВ-110/50 И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2160135 В № 2160152 С № 2160125 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080743 Iном= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
2	ОРУ-110 кВ яч. 4 МВ «Юго- Западная-2»	ТВ-110/50 И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2189150 В № 2189160 С № 2189180 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080745 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
3	ОРУ-110кВ яч. 6 МВ «Све- тотехника-1»	ТВ-110/50 И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2001140 В № 2001120 С № 2001150 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080740 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
4	ОРУ-110 кВ яч. 8 МВ «Све- тотехника-2»	ТВ-110/50 И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 1895150 В № 1895160 С № 1895170 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080746 Iном= 5 А № ГР 16666-97	

5	ОРУ-110 кВ яч. 10 МВ «Центролит-1»	ТВ-110/50 II/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 1999120 В № 1999180 С № 1999160 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080733 Iном= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
6	ОРУ-110 кВ яч. 11 МВ «Центролит-2»	ТВ-110/50 II/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 1694180 В № 1694181 С № 1694182 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080739 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
7	ОРУ-110 кВ яч. 7 МВ ОСШ ОМВ	ТВ-110/50 II/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 2516120 В № 2516180 С № 2516140 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94 НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080736 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
8	ОРУ-110 кВ яч. 17 МВ Вос- точная I цепь (ВЛ 110 кВ Вос- точная 1)	ТВ-110/50 II/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 1906125 В № 1906160 С № 1906145 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080732 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
9	ОРУ-110 кВ яч. 16 МВ Вос- точная II (ВЛ 110 кВ Восточ- ная 2)	ТВ-110/50 II/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2052130 В № 2052160 С № 2052140 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080742 Iном= 5 А № ГР 16666-97	

10	ОРУ-110 кВ яч. 13 МВ Вос- точная с отпай- кой на ПС Ре- зинотехника (ВЛ 110 кВ Ре- зинотехника 1)	ТВ-110/50 I1/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 1697180 В № 1697183 С № 1697160 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080748 Iном= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
11	ОРУ-110 кВ яч. 14 МВ Вос- точная с отпай- ками (ВЛ 110 кВ Резинотех- ника 2)	ТВ-110/50 I1/I2 = 1000/5 кл. т. 0,5 А № 1695155 В № 1695152 С № 1695130 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080747 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
12	ОРУ-110 кВ яч. 15 ПСМВ	ТВ-110/50 I1/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 2000150 В № 2000160 С № 2000180 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080738 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
13	ОРУ-110 кВ яч. 1 МВ Трансформатор 1Т	ТВ-110/50 I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2188152 В № 2188132 С № 2188155 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080750 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
14	ОРУ-110 кВ яч. 3 МВ Трансформатор 2Т	ТВ-110/50 I1/I2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 2187145 В № 2187147 С № 2187150 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080737 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
15	ОРУ-110 кВ яч. 9 МВ Трансформатор 3Т	ТВ-110/50 I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 1843150 В № 1843140 С № 1843130 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080749 Iном= 5 А № ГР 16666-97	

16	ОРУ-110 кВ яч. 12 МВ Трансформатор 4Т	ТВ-110/50 I1/I2 = 1000/5 кл. т. 0,5 А № 2161160 В № 2161150 С № 2161170 № ГР 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 А № 495 В № 551 С № 533 № ГР 24218-03	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080713 Iном= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
17	ОРУ-110 кВ яч. 18 МВ Трансформатор 5Т	ТВ-110/50 I1/I2 = 1000/5 кл. т. 0,5 А № 3088130 В № 3088142 С № 3088125 № ГР 3190-72	НКФ-110-57 U1/U2 = 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 706930 В № 706849 С № 706931 № ГР 14205-94	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080707 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
18	ОРУ-35 кВ яч. 1 Централь- ная котельная	ТФНД-35М I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2555 С № 2530 № ГР 3689-73	ЗНОМ-35-65 U1/U2 = 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 1274569 В № 1145273 С № 1146110 № ГР 912-70	EA05RAL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080754 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
19	ОРУ-35 кВ яч. 3 «Лямбиров»	ТФНД-35М I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2286 С № 2278 № ГР 3689-73	ЗНОМ-35-65 U1/U2 = 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 1274569 В № 1145273 С № 1146110 № ГР 912-70	EA05RAL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080753 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
20	ОРУ-35 кВ яч. 7 «Атемар»	ТФНД-35М I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2574 С № 2524 № ГР 3689-73	ЗНОМ-35-65 U1/U2 = 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 1232488 В № 1232556 С № 1232536 № ГР 912-70	EA05RAL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01127819 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
21	ОРУ-35 кВ яч. 5 «Ромодано- во»	ТФНД-35М I1/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2508 С № 2530 № ГР 3689-73	ЗНОМ-35-65 U1/U2 = 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 1232488 В № 1232556 С № 1232536 № ГР 912-70	EA05RAL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080755 Iном= 5 А № ГР 16666-97	

22	ОРУ-35 кВ яч. 2 Трансформатор 1Т	ТФНД-35М И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 2536 В № 2406 С № 2530 № ГР 3689-73	ЗНОМ-35-65 U1/U2 = 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 1274569 В № 1145273 С № 1146110 № ГР 912-70	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01127878 Ином= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
23	Турбогенератор ТГ-2	ТШВ-15Б И1/И2 = 8000/5 кл. т. 0,5 А № 9 В № 14 С № 2 № ГР 5719-76	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 6300: $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 459 В № 12 С № 9016 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080709 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
24	Реактивированная отпайка РО-2 ТГ-2	ТЛШ И1/И2 = 4000/5 кл. т. 0,5 А № 391 В № 1458 С № 1461 № ГР 11077-89	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080734 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
25	Турбогенератор ТГ-3	ТШВ-15Б И1/И2 = 8000/5 кл. т. 0,5 А № 2059 С № 2040 № ГР 5719-76	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 6300: $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 13995 В № 13980 С № 14011 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080708 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
26	ЗШР	ТПОЛ-10 И1/И2 = 1500/5 кл. т. 0,5 А № 4285 С № 5212 № ГР 1261-02	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 6300: $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 13995 В № 13980 С № 14011 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080714 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
27	Турбогенератор ТГ-4	ТШВ-15Б И1/И2 = 8000/5 кл. т. 0,5 А № 311 С № 300 № ГР 5719-76	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 39388 В № 39379 С № 39371 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080711 Ином= 5 А № ГР 16666-97	

28	4ШР	ТВ И1/И2 = 2000/5 кл. т. 0,5 А № 07442 В № 07443 С № 07544 № ГР 19720-00	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 39388 В № 39379 С № 39371 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080706 Iном= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
29	Турбогенератор ТГ-5	ТШВ-15Б И1/И2 = 8000/5 кл. т. 0,5 А № 336 В № 328 С № 380 № ГР 5719-76	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 30 В № 35 С № 28 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080710 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
30	5ШР	ТВ И1/И2 = 2000/5 кл. т. 0,5 А № 07445 В № 07447 С № 07549 № ГР 19720-00	ЗНОМ-15-63 U1/U2 = 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 30 В № 35 С № 28 № ГР 1593-70	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080712 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
31	ГРУ-6 кВ яч. 1 «МПК»	ТПОФ И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 124162 С № 124312 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080722 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
32	ГРУ-6 кВ яч. 2 ЗАО ТФ «ВАТТ»	ТПОФ И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 11927 С № 11930 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080718 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
33	ГРУ-6 кВ яч. 4 «Ремстрой- маш»	ТПОФ И1/И2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 117519 С № 125345 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080723 Iном= 5 А № ГР 16666-97	
34	ГРУ-6 кВ яч. 6 РП-19 ЗАО ТФ «ВАТТ»	ТПОФ И1/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 124169 С № 124173 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080728 Iном= 5 А № ГР 16666-97	

35	ГРУ-6 кВ яч. 8 «КТИ, ООО КПП Мордовжелезо- бетон»	ТПОФ П1/2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 124166 С № 125693 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080730 Ином= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
36	ГРУ-6 кВ яч. 5 «Консерв- ный завод»	ТПОЛ-10 П1/2 = 600/5 кл. т. 0,5S А № 6147 С № 6150 № ГР 1261-02	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080719 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
37	ГРУ-6 кВ яч. 7 1ШР	ТПОФ П1/2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 117533 С № 117528 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080716 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
38	ГРУ-6 кВ яч. 23 2ШР	ТПОФ П1/2 = 750/5 кл. т. 0,5 А № 149480 С № 149564 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080727 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
39	ГРУ-6 кВ яч.12 10ШР	ТПОФ П1/2 = 1000/5 кл. т. 0,5 А № 21906 С № 23392 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080725 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
40	ГРУ-6 кВ яч. 29 20ШР	ТПШФА П1/2 = 2000/5 кл. т. 0,5 А № 156439 С № 156449 № ГР 519-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080731 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
41	ГРУ-6 кВ яч. 13 30ШР	ТПШЛ-10 П1/2 = 2000/5 кл. т. 0,5 А № 2179 С № 2178 № ГР 1423-60	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080724 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
42	ГРУ-6 кВ яч. 22 ОАО «Же- лезобетон»	ТПОФ П1/2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 147805 С № 150186 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080721 Ином= 5 А № ГР 16666-97	

43	ГРУ-6 кВ яч. 24 СВРЗ	ТПОФ И/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 124171 С № 124167 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080729 Ином= 5 А № ГР 16666-97	RTU-327-E1-B08-M08 Госреестр № 41907-09 Зав.№ 006515
44	ГРУ-6 кВ яч. 27 "Саран- ский элеватор"	ТПОЛ-10 И/И2 = 600/5 кл. т. 0,5S А № 6204 С № 6203 № ГР 1261-02	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080715 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
45	ГРУ-6 кВ яч. 28 РП-19 ЗАО ТФ «ВАТТ»	ТПОФ И/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 147793 С № 150180 № ГР 518-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080720 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
46	ГРУ-6 кВ яч. 20 "Саранский элеватор"	ТПОЛ-10 И/И2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 6237 С № 6238 № ГР 1261-02	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080717 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
47	ГРУ-6кВ яч. 14 Транс- форматор 1Т	ТПШФА И/И2 = 4000/5 кл. т. 0,5 А № 1797 С № 1898 № ГР 519-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	EA05RAL-P3B-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080741 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
48	ГРУ-6кВ яч. 15 СМВ	ТПШФА И/И2 = 4000/5 кл. т. 0,5 А № 151180 С № 149514 № ГР 519-50	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 338 № ГР 2611-70	EA05RAL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01080752 Ином= 5 А № ГР 16666-97	
49	ГРУ-6кВ яч. 16 ОАО «ИНПРОМ ЭС- ТЕЙТ»	ТПК-10-(1)У3 И/И2 = 600/5 кл. т. 0,2S А № 0882120000001 В № 0882120000002 С № 0882120000003 № ГР 22944-07	НТМИ-6-66 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 4177 № ГР 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0812114484 Ином= 5 А № ГР 36697-08	

Таблица 6 – Вспомогательное оборудование, документация

Наименование	Количество
GPS-приемник	1 шт.
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Сервер сбора и передачи данных	1 шт.
ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки АУВБ.411711.М06.МП	1 шт.
Формуляр АУВБ.411711.М06.ФО	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6». Методика поверки» АУВБ.411711.М06.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» в сентябре 2007 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных «RTU-327» в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327.Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Мордовского филиала ОАО «ТГК-6» АУВБ.411711.М06.МИ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ООО Мордовского филиала ОАО «ТГК-6»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ООО «Экситон»,
Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6
тел.: (831) 465-07-13
факс: (831) 465-07-11

Испытательный центр ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»,
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru;

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП «____» _____ 2013 г.