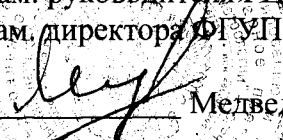


## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО:  
Зам. руководителя ГЦИ СИ –  
зам. директора ФГУП «УНИИМ»  
  
Медведевских С. В.  
« 30 » мая 2008 г.

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38502-08</u>
---	--

Изготовлена по технической документации ООО «НПФ Телемеханик», заводской номер 01.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9» (далее - АИИС) предназначена для измерения количества электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Область применения АИИС - измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «ТГК-9» – Березниковской ТЭЦ-10 на оптовом рынке электроэнергии.

### ОПИСАНИЕ

АИИС представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояниях объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС;

- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

АИИС включает в себя следующие уровни:

Первый уровень, который включает в себя 41 измерительно-информационный комплекс точек учета электроэнергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

— измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746;

— измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;

— счетчиков активной и реактивной электрической энергии переменного тока статические многофункциональные типа СЭТ-4ТМ.03.

Второй уровень АИИС включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее УСПД, № 17049-04 в Государственном реестре) с GPS-приемником сигналов точного времени ACE II GPS, каналообразующая аппаратура.

Третий уровень АИИС - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных АИИС, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, каналообразующую аппаратуру.

Счетчики электрической энергии с заданной периодичностью измеряют мгновенные значения тока и напряжения, действующие на их входах, и вычисляют на основе полученных значений данные о потреблении электрической энергии и мощности за заданные промежутки времени. При этом измерения входных сигналов тока и напряжения, приведенных ко входам счетчиков с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, осуществляются при помощи токовых трансформаторов (датчиков тока, входящих в состав фильтра сетевого), включенных последовательно в каждую цепь тока и резистивных делителей напряжения (датчиков напряжения, включенных в каждую параллельную цепь напряжения. Сигналы с датчиков тока и напряжения на соответствующие входы АЦП.

АЦП осуществляет измерение мгновенных значений величин пропорциональных фазным напряжениям и токам параллельно по шести каналам, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера (МК).

МК по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений активной мощности, реактивной мощности для каждой фазы сети, среднеквадратичных значений напряжений и токов по каждой фазе и среднее за период значение реактивной мощности.

По измеренным за период сети средним значениям активной и реактивной мощности формируются импульсы телеметрии на четырех конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

Результаты измерений передаются со счетчиков ИК на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую коррекцию (синхронизацию) времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Средняя активная/реактивная электрическая мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 мин. для каждого ИИК ТУ вычисляются путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

ИВК АИИС выполняет следующие функции:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- замещение отсутствующей измерительной информации;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в НП «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ НП «АТС» к информации АИИС в рамках процедуры технического контроля.

В качестве программного обеспечения ИВК АИИС используется программный комплекс «Энергосфера» программно-технического измерительного комплекса «ЭКОМ», зарегистрированного в Государственном реестре средств измерений (ГР № 19542-00).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) представляет собой функционально объединенную совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в АИИС, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Измерение времени происходит автоматически, внутренними часами счетчиков ИИК, УСПД ИВКЭ и серверов ИВК. Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем СОЕВ.

Синхронизация времени в ИВКЭ осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, входящего в состав УСПД «ЭКОМ-3000». GPS-приемник считывает единое астрономическое время по Гринвичу. В УСПД используется программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков ИИК. Сличение времени сервера ИВК с временем УСПД ИВКЭ осуществляется каждые 2 мин, корректировка времени – при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени – 1 раз в сутки при расхождении с временем УСПД  $\pm 3$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств, расхождение времени в секундах между УСПД и

корректирующим устройством и время на счетчике в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов (ИК) АИИС с указанием непосредственно измеряемой величины, типов и классов точности, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений, заводских номеров измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС

№ ИИК ТУ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта, наименование присоединения	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; коэф. трансформации; № Государственного реестра; заводские №	
1	2	3	4	5	
1	1	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.19 6кВ ТГ-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062039.	
	2	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 300; № 518-50; Зав. № 58963, 88961.	
2	3	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.15 6кВ ТГ-3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062006.	
	4	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 160; № 518-50; Зав. № 1815, 407.	
3	5	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.37 6кВ ТГ-4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061055.	
	6	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 160; № 518-50; Зав. № 14177, 14174.	
4	7	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.43 6кВ ТГ-5	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061145.	
	8	реактивная отдача		ТПШЛ-10; 0,5; 400; № 1423-60; Зав. № 2567, 2568.	
5	9	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.4 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062026.	
	10	реактивная отдача		ТПФМ-10; 0,5; 80; № 814-53; Зав. № 1566, 1569.	
6	11	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.5 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062034.	
	12	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 34150, 34181.	
7	13	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.6 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061050.	
	14	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 18426, 18403.	
8	15	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.7 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061131.	
	16	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 120; № 1261-02; Зав. № 5096, 5095.	
9	17	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.8 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061243.	
	18	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 146, 168.	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5		
10	19	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.10 6кВ Город 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064041.		ЗНОЛ.06-6; 0,5; 60; № 3344-04; Зав. № 2047, 2067, 2065.
	20	реактивная отдача		ТПФМ-10; 0,5; 80; № 814-53; Зав. № 83985, 26426.		
11	21	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.10 6кВ Город 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064005.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	22	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 65972, 68300.		
12	23	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.11 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061203.		ЗНОЛ.06-6; 0,5; 60; № 3344-04; Зав. № 2047, 2067, 2065.
	24	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 25759, 25762.		
13	25	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.12 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062011.		ЗНОЛ.06-6; 0,5; 60; № 3344-04; Зав. № 2047, 2067, 2065.
	26	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 69586, 52881.		
14	27	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.20 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064049.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	28	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5S; 120; № 1261-02; Зав. № 5091, 5092.		
15	29	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.21 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062077.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	30	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 52610, 52609.		
16	31	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.22 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061175.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	32	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 162, 145.		
17	33	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.23 6 кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061125.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	34	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 33926, 33984.		
18	35	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.24 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061009.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	36	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 9552, 9816.		
19	37	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.27 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062019.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	38	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 25769, 25763.		
20	39	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.28 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061036.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	40	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 50391, 69982.		
21	41	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.34 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062048.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	42	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5S; 120; № 1261-02; Зав. № 5093, 5094.		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5		
22	43	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.36 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062046.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	44	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 12575, 12574.		
23	45	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.38 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062032.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	46	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-02; Зав. № 2038, 2040.		
24	47	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.40 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061244.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	48	реактивная отдача		ТПФМ-10; 0,5; 80; № 814-53; Зав. № 76449, 26438.		
25	49	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.45 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062041.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	50	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 25765, 25776.		
26	51	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.51 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061106.		НТМИ-6-66; 0,5; 60; № 2611-70; Зав. № 54.
	52	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 200; № 1261-59; Зав. № 26500, 26506.		
27	53	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.53 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062142.		НТМИ-6-66; 0,5; 60; № 2611-70; Зав. № 54.
	54	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 30206, 30204.		
28	55	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.54 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103065037.		НТМИ-6-66; 0,5; 60; № 2611-70; Зав. № 7129.
	56	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 200; № 1261-59; Зав. № 29779, 28956.		
29	57	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.57 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061188.		НТМИ-6-66; 0,5; 60; № 2611-70; Зав. № 54.
	58	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 30241, 26505.		
30	59	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ 6кВ яч.59 6кВ БКПРУ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061221.		НТМИ-6-66; 0,5; 60; № 2611-70; Зав. № 54.
	60	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 120; № 1261-59; Зав. № 29641, 30223.		
31	61	активная отдача	БТЭЦ-10 ЗРУ 35кВ яч.11 35кВ Город 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062028.		ЗНОЛЭ-35; 0,5; 350; № 10068-05; Зав. № 229, 231, 226.
	62	реактивная отдача		ТФНД-35М; 0,5; 80; № 3689-73; Зав. № 209, 8817.		
32	63	активная отдача	БТЭЦ-10 ЗРУ 35кВ яч.8 35кВ Город 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104063208.		НОМ-35; 0,5; 350; № 187-49; Зав. № 715349, 715379, 715332.
	64	реактивная отдача		ТФНД-35М; 0,5; 80; № 3689-73; Зав. № 151, 211.		
33	65	активная прием	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.3 6кВ ФСН № 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062027.		ЗНОЛ.06-6; 0,5; 60; № 3344-04; Зав. № 2047, 2067, 2065.
	66	реактивная прием		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 50894, 50470.		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5		
34	67	активная прием	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.26 6кВ ФСН № 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061230.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1107.
	68	реактивная прием		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 68757, 50482.		
35	69	активная прием	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.39 6кВ ФСН № 3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061200.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	70	реактивная прием		ТПОФ; 0,5; 120; № 518-50; Зав. № 137771, 137775.		
36	71	активная прием	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.44 6кВ ФСН № 4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064063.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	72	реактивная прием		ТПФ; 0,5; 80; № 517-50; Зав. № 100398, 100429.		
37	73	активная прием	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.42 6кВ ТСН № 4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061223.		НТМИ-6; 0,5; 60; № 380-49; Зав. № 1285.
	74	реактивная прием		ТПФМ-10; 0,5; 20; № 814-53; Зав. № 29167, 29160.		
38	75	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.2 6кВ ТС № 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064028.		НОМ-6; 0,5; 60; № 159-49; Зав. № 5345, 5570.
	76	активная прием				
	77	реактивная отдача		ТПШЛ-10; 0,5; 600; № 1423-60; Зав. № 3470, 3475.		
	78	реактивная прием				
39	79	активная отдача	БТЭЦ-10 ГРУ-6кВ яч.32 6кВ ТС № 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064026.		НОМ-6; 0,5; 60; № 159-49; Зав. № 38338, 38393.
	80	активная прием				
	81	реактивная отдача		ТПШФ; 0,5; 600; № 519-50; Зав. № 13476, 13437.		
	82	реактивная прием				
40	83	активная отдача	БТЭЦ-10 ОРУ 110кВ ВЛ 110кВ Яйва	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104064069.		НАМИ-110 УХЛ1; 0,2; 1100; № 24218-03; Зав. № 2356, 2344, 2333.
	84	реактивная отдача				
	85	активная прием		ТГФ110; 0,2S; 120; № 16635-02; Зав. № 1264, 1263, 1265.		
	86	реактивная прием				

Продолжение таблицы 1

41	87	активная отдача	БТЭЦ-10 ОРУ 110кВ ВЛ 110кВ ТЭЦ-4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062055.	НАМИ-110 УХЛ1; 0,2; 1100; № 24218-03; Зав. № 2360, 2351, 2385.
	88	реактивная отдача			
	89	активная прием		ТГФ110; 0,2S; 120; № 16635-02; Зав. № 1262, 1260, 1261.	
	90	реактивная прием			

Примечание: допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС представлены в таблице 2:

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Пределы допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности отсчета текущего времени, с	± 5
Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности при доверительной вероятности 0,95: - для активной энергии и мощности, % для ИК №№ 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55, 57, 59, 61, 63, 65, 67, 69, 71, 73, 75, 77, 79, 81 для ИК №№ 83, 85, 87, 89 - для реактивной энергии и мощности, % для ИК №№ 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 74, 76, 78, 80, 82 для ИК №№ 84, 86, 88, 90	± 0,9*) ± 0,6*)  ± 1,1*) ± 0,8*)
*) - Представленное значение получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 35-263-2008.	

Условия эксплуатации АИИС:

- напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;
- мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС, не более 50 Вт;



- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;
- температура окружающей среды для УСПД и АРМ АИИС от 10 до 40 °С.

#### Показатели надежности компонентов АИИС:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 90 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 30 лет;
- средняя наработка на отказ УСПД не менее 75 000 ч;
- срок службы УСПД не менее 20 лет.

#### Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

#### Регистрация событий:

- в журнале события счетчика: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в УСПД.

#### Защищенность применяемых компонентов:

- Механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- Защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер.

#### Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки АИИС МП 35-263-2008.

## ПОВЕРКА

Поверка производится в соответствии с документом «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9». Методика поверки МП 35-263-2008», утвержденным ФГУП «УНИИМ» в мае 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- средства поверки УСПД ЭКОМ-3000 в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс “ЭКОМ”. Методика поверки МП 26-262-99»;
- переносной компьютер «NoteBook», ПО «ControlAge», ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», ПО «Архив», устройство сопряжения оптическое УСО-2;
- радиоприемник УКВ-диапазона по ГОСТ 5651 для приема сигналов точного времени;
- секундомер СОСпр-26-2, ТУ25-1894.003-90;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до 55 °С.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ БТЭЦ-10). Техническое задание. 413.1.01.ЭТ.ТЗ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Березниковской ТЭЦ-10 филиала ОАО «ТГК-9» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**  
Телефон/факс: (343) 234-63-05, 234-63-02

Директор  
ООО «НПФ Телемеханик»



Е.П.Желобов