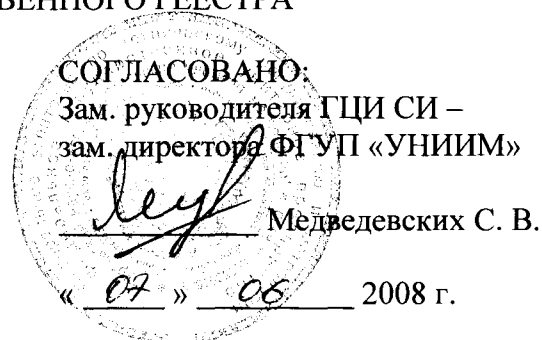


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ  
ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА



Система информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала  
ОАО «ТГК-9»

Внесена в Государственный Реестр  
средств измерений  
Регистрационный № 38444-08

Изготовлена по технической документации ООО «НПФ Телемеханик», заводской № 1.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ), установленная на Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9», г. Пермь, 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 отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

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

### ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень включает в себя 65 измерительно-информационных комплексов 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 электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03, входящих в состав комплекса программно-технического измерительного «ЭКОМ» (№ 19542-05 в Государственном реестре средств измерений).

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в состав которого входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- комплекс программно-технический измерительный «ЭКОМ», включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (№ 17049-04 в Государственном реестре средств измерений), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК ТУ и к информационно-вычислительному комплексу (ИВК).

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) (информационный уровень) который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе GPS-приемника сигналов точного времени (мод. ACE III GPS) обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период

реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

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

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТУ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- 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.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров счетчиков, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, входящего в состав УСПД. GPS-приемник считывает единое астрономическое время по Гринвичу. В УСПД используется программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Время УСПД синхронизировано со временем GPS-приемника: сравнение времени GPS-приемника со временем УСПД происходит ежесекундно, погрешность

синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера баз данных и счетчиков электрической энергии. Сличение времени сервера баз данных со временем УСПД осуществляется каждые 2 мин, при расхождении времени сервера баз данных и УСПД на  $\pm 2$  с происходит корректировка времени сервера баз данных. Сличение времени счетчиков электрической энергии со временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, при расхождении времени счетчика со временем УСПД на  $\pm 3$  с происходит корректировка времени счетчика, но не чаще чем 1 раз в сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общее количество ИК в составе АИИС КУЭ – 161.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Предел допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемой относительной погрешности накопления информации по группам  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения абсолютной погрешности определения текущего времени  $\pm 5$  с.

Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности\*) при доверительной вероятности 0,95:

- для ИК №№ 7, 57, 59  $\pm 0,8$  %;
- для ИК №№ 1, 3, 5, 8, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55, 58, 60, 61, 63, 65, 67, 69, 71, 73, 75, 77, 79, 81, 83, 85, 87, 89, 91, 93, 95, 97, 99, 101, 103, 105, 107, 109, 111, 113, 115, 117, 119, 121, 123, 125, 127-131, 133, 134, 136, 138, 140, 142, 144, 146, 148, 150, 152, 154, 156, 158, 160  $\pm 0,9$  %;
- для ИК №№ 2, 4, 6, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 56, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 74, 76, 78, 80, 82, 84, 86, 88, 90, 92, 94, 96, 98, 100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114, 116, 118, 120, 122, 124, 126, 132, 135, 137, 139, 141, 143, 145, 147, 149, 151, 153, 155, 157, 159, 161  $\pm 1,1$  %.

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;
- мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, не более 50 Вт;
- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС КУЭ в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;
- температура окружающей среды для УСВД, сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ от 10 до 40 °С.

---

\*) 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 измеряемым 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 75-263-2007.

Таблица 1

№ ИИК ТУ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта (электростанция, подстанция); наименование присоединения	Типы (обозначение) средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; № Государственного реестра; зав. №; коэффициент трансформации
1	2	3	4	5
<b>Генерация</b>				
1	1	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ 6 кВ яч. № 4 ТГ1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063169 ТЛШ-10 (ТЛШ-10-У3); 0,5S; № 11077-03; № 5101, № 1452, № 1465; 4000/5 НОЛ.08 (НОЛ.08-6 УТ2); 0,5; № 3345-04; № 658, № 649; 6000/100
	2	реактивная отдача		
2	3	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ 6 кВ яч. № 18 ТГ2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064053 ТПШФ; 0,5; № 519-50; № 116359, № 105026, № 116358; 4000/5 НОЛ.08 (НОЛ.08-6 УТ2); 0,5; № 3345-04; № 654, № 664; 6000/100
	4	реактивная отдача		
3	5	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ 6 кВ яч. № 34 ТГ3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064111 ТЛШ-10 (ТЛШ-10-У3); 0,5S; № 11077-03; № 1466, № 1451, № 1467; 4000/5 НОЛ.08 (НОЛ.08-6 УТ2); 0,5; № 3345-04; № 19864, № 19867; 6000/100
	6	реактивная отдача		
4	7	активная отдача	ПТЭЦ-9 ТГ6	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063010 ТШВ15 (ТШВ-15); 0,2; № 5718-76; № 5, № 9, № 4; 6000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-10 У3); 0,5; № 3344-04; № 8916, № 8806, № 8914; 10000/100
	8	реактивная отдача		
5	9	активная отдача	ПТЭЦ-9 ТГ7	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063163 ТШВ-15; 0,5; № 1836-63; № 2348, № 2355, № 2352; 6000/5 НТМИ-10; 0,5; № 831-53; № 1713; 10000/100
	10	реактивная отдача		
6	11	активная отдача	ПТЭЦ-9 ТГ9	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062100 ТШЛ20-1 (ТШЛ-20-1); 0,5; № 4016-74; № 1742, № 3129, № 2748; 8000/5 ЗНОМ-15-63; 0,5; № 1593-70; № 31698, № 30987, № 31699; 10000/100
	12	реактивная отдача		
7	13	активная отдача	ПТЭЦ-9 ТГ10	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062208 ТШВ-15; 0,5; № 1836-63; № 73, № 83, № 72; 8000/5 ЗНОМ-15-63; 0,5; № 1593-70; № 31114, № 28801, № 31719; 6000/100
	14	реактивная отдача		
8	15	активная отдача	ПТЭЦ-9 ТГ11	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064068 ТШВ15Б (ТШВ-15Б); 0,5; № 5719-76; № 309, № 554, № 546; 8000/5 ЗНОМ-15-63; 0,5; № 1593-70; № 41586, № 41580, № 37756; 10000/100
	16	реактивная отдача		
<b>Переток</b>				
9	17	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №12 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Устиново	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064061 ТБУ-110-II (ТБУ-110); 0,5; № 3182-72; № 11071/3328, № 10750/748, № 10999/3991; 1000/5
	18	реактивная отдача		
	19	активная прием		
	20	реактивная прием		
17	49	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №4 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Югокамск	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064025 ТБУ-110-II (ТБУ-110); 0,5; № 3182-72; № 4013/3328, № 8679/748, № 11044/3991; 1000/5
	50	реактивная отдача		
	51	активная прием		
	52	реактивная прием		
				НКФ-110; 0,5; № 26452-04; № 4972, № 4921, № 4950; 110000/100

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
10	21	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №14 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Химкомплекс	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064033 ТВ-110/20ХЛ (ТВ-110)/ ТВУ-110-II (ТВУ-110); 0,5; № 4462-74/3182-72; № 8882/3328, № 3329/748, № 1429/3991; 1000/5	НКФ-110-83У1 (НКФ-110-83); 0,5; № 1188-84; № 60612, № 55280, № 45938; 110000/100
	22	реактивная отдача			
	23	активная прием			
	24	реактивная прием			
11	25	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №16 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Владимирская	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064005 ТВУ-110-II (ТВУ-110); 0,5; № 3182-72; № 2506/3328, № 851/748, № 1530/3991; 1000/5	
	26	реактивная отдача			
	27	активная прием			
	28	реактивная прием			
16	45	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №2 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Гляденово	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064054 ТВУ-110-II (ТВУ-110); 0,5; № 3182-72; № 10783/3328, № 8715/748, № 2336/3991; 1000/5	
	46	реактивная отдача			
	47	активная прием			
	48	реактивная прием			
18	53	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 1 яч. №10 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Малиновская	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063162 ТВУ-110-II (ТВУ-110); 0,5; № 3182-72; № 2802/3328, № 747/748, № 361/3991; 1000/5	
	54	реактивная отдача			
	55	активная прием			
	56	реактивная прием			
12	29	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 2 яч. №4 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-ПТЭЦ 6 ЛЭП1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064035 ТВ-110/20ХЛ (ТВ-110); 0,5; № 4462-74; № 9142, № 9159, № 9848; 1000/5	НКФ-110-57 У1 (НКФ-110-57); 0,5; № 14205-94; № 1036174, № 1033820, № 1036141; 110000/100
	30	реактивная отдача			
	31	активная прием			
	32	реактивная прием			
14	37	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 2 яч. № 9 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Машиностроитель I	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064046 ТВ-110/20ХЛ (ТВ-110); 0,5; № 4462-74; № 1620, № 1627, № 1831; 1000/5	
	38	реактивная отдача			
	39	активная прием			
	40	реактивная прием			
19	57	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 2 яч. № 2 Реакторная связь	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062154 ТВ (ТВ-110-IX УХЛ1; ТВ-110-IX УХЛ2; ТВ-110-IX-1000/5УХЛ1); 0,2S; № 19720-06; № 21, № 9, № 13; 1000/5	
	58	реактивная отдача			
	59	активная прием			
	60	реактивная прием			
13	33	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 2 яч. № 5 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-ПТЭЦ 6 ЛЭП2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062189 ТВ-110/20ХЛ (ТВ-110); 0,5; № 4462-74; № 8961, № 8992, № 9036; 1000/5	НКФ-110-57 У1 (НКФ-110-57); 0,5; № 14205-94; № 1036188, № 1033199, № 1036191; 110000/100
	34	реактивная отдача			
	35	активная прием			
	36	реактивная прием			
15	41	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ 110 кВ № 2 яч. №8 ВЛ-110 ПТЭЦ 9-Машиностроитель II	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062104 ТВ-110/20ХЛ (ТВ-110); 0,5; № 4462-74; № 1578, № 1584, № 1808; 1000/5	
	42	реактивная отдача			
	43	активная прием			
	44	реактивная прием			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
20	61	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 1 КЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-ЦРП 3 раб.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063054 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 10306, № 10311; 600/5	ЗНОМ-35 (ЗНОМ-35-54); 0,5; № 912-54; № 669469, № 669418, № 669468; 35000/100
	62	реактивная отдача			
22	65	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 9 ВЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-ЦРП-5-6, Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063217 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 10448, № 10442; 600/5	
	66	реактивная отдача			
24	69	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 12 КЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-ЦРП1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064026 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 908, № 870; 600/5	
	70	реактивная отдача			
25	71	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 15 КЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-ЦРП2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062185 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 869, № 871; 600/5	
	72	реактивная отдача			
27	75	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 13 ВЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-Водозабор	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063231 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 618, № 611; 600/5	
	76	реактивная отдача			
29	79	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 19 ВЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-Первомайская I	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064083 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 722, № 549; 600/5	
	80	реактивная отдача			
31	85	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 2 Трансформатор связи № 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062168 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 10145, № 9866; 1000/5	
	86	реактивная отдача			
	87	активная прием			
	88	реактивная прием			
21	63	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 3 КЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-ЦРП3 рез.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063096 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 10305, № 10436; 600/5	ЗНОМ-35 (ЗНОМ-35-54); 0,5; № 912-54; № 669431, № 669450, № 669453; 35000/100
	64	реактивная отдача			
23	67	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35кВ яч. № 11 ВЛ-35кВ ПТЭЦ9-ЦРП-5-6, Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105061043 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 9707, № 10444; 600/5	
	68	реактивная отдача			
26	73	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 5 ВЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-Лобаново	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062150 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 9788, № 9783; 600/5	
	74	реактивная отдача			
28	77	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 17 ВЛ-35 кВ ПТЭЦ 9-Первомайская II	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063121 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 651, № 653; 600/5	
	78	реактивная отдача			
33	93	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 4 Трансформатор связи № 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062231 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 13358, № 13359; 1000/5	
	94	реактивная отдача			
	95	активная прием			
	96	реактивная прием			
35	101	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 7 Трансформатор связи № 8	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063224 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 742, № 913; 600/5	
	102	реактивная отдача			
	103	активная прием			
	104	реактивная прием			
36	105	активная отдача	ПТЭЦ-9 ЗРУ-35 кВ яч. № 16 Трансформатор связи № 10	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063182 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 15875, № 9844, № 9841; 1500/5	
	106	реактивная отдача			
	107	активная прием			
	108	реактивная прием			



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
30	81	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 11 Трансформатор связи № 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063063 ТПШФ-20; 0,5; № 519-50; № 105606, № 105614, № 105605; 3000/5 НОМ-6; 0,5; № 159-49; № 10076, № 2046; 6000/100
	82	реактивная отдача		
	83	активная прием		
	84	реактивная прием		
32	89	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 27 Трансформатор связи № 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062119 ТПШЛ-10; 0,5; № 1423-60; № 126245, № 404, № 126071; 3000/5 НОМ-6; 0,5; № 159-49; № 4190, № 49605; 6000/100
	90	реактивная отдача		
	91	активная прием		
	92	реактивная прием		
34	97	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 35 Трансформатор связи № 4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063199 ТПШФ-20; 0,5; № 519-50; № 116093, № 116087, № 116082; 3000/5 НОМ-6; 0,5; № 159-49; № 2787, № 2901; 6000/100
	98	реактивная отдача		
	99	активная прием		
	100	реактивная прием		
Собственное потребление				
37	109	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 10 Раб. питание I сек. ФСН № 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064007 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 113264, № 113074; 1000/5
	110	реактивная отдача		
38	111	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 5 Раб. питание II-III сек. ФСН № 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063142 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 113250, № 113758; 1000/5
	112	реактивная отдача		
41	117	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 14 Раб. питание VII сек. ФСН № 7	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062111 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10 У3); 0,5S; № 1261-02; № 1069, № 1070; 1000/5
	118	реактивная отдача		
42	119	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 2 Раб. питание VIII-IX сек. ФСН № 8	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062159 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10 У3); 0,5S; № 1261-02; № 1071, № 1072; 1000/5
	120	реактивная отдача		
Потребители				
52	134	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 1 КП-1 Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062096 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 4578, № 1332; 1000/5
	135	реактивная отдача		
58	146	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 3 КП-3 Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063215 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 930, № 912; 1500/5
	147	реактивная отдача		
60	150	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 12 КП-4 Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062182 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10 У3); 0,5; № 1261-02; № 3217, № 1549; 1000/5
	151	реактивная отдача		
62	154	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 6 РТП-89, Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064088 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 29409, № 4579; 1000/5
	155	реактивная отдача		
65	160	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 9 Пеноплекс	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062190 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10); 0,5; № 1261-02; № 4778, № 4754, № 4752; 600/5
	161	реактивная отдача		

НТМИ-6; 0,5; № 380-49;  
№ 11061; 6000/100

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Собственное потребление				
39	113	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 42 Раб. питание IV-V сек. ФСН № 4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 139085, № 139127; 10
	114	реактивная отдача		
40	115	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 37 Раб. питание VI сек. ФСН № 5	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 149845, № 149852; 10
	116	реактивная отдача		
43	121	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 41 Раб. питание X-XI сек. ФСН № 9	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10 У3); 0,5S; № 1261-02; № 1073, 1000/5
	122	реактивная отдача		
Потребители				
54	138	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 36 КП-1 Ф-3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 13620, № 19208; 1
	139	реактивная отдача		
56	142	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 38 КП-2 Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОФ (ТПОФ-10); 0,5; № 518-50; № 131929, № 138
	143	реактивная отдача		
64	158	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 43 ЖБК-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; № 04189, № 11616; 3
	159	реактивная отдача		
Собственное потребление				
44	123	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 21 Рез. питание I-V сек. ФСН № 3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 113069, № 113760; 10
	124	реактивная отдача		
45	125	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 30 Рез. питание VI-XI сек. ФСН № 6	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0108062 ТПОФ; 0,5; № 518-50; № 144186, № 144203; 10
	126	реактивная отдача		
Потребители				
53	136	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 19 КП-1 Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 19404, № 73542; 10
	137	реактивная отдача		
55	140	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 20 КП-2 Ф-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 2289, № 6525; 10
	141	реактивная отдача		
57	144	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 22 КП-2 Ф-3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 2279, № 2271; 10
	145	реактивная отдача		
59	148	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 25 КП-3 Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 1420, № 1419; 15
	149	реактивная отдача		
61	152	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 26 КП-4 Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 13320, № 13625; 10
	153	реактивная отдача		
63	156	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 28 РТП-89 Ф-2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105062 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 19086, № 19919; 10
	157	реактивная отдача		
Собственное потребление				
46	127	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 194 Раб. питание XII сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27505063245 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 12696, № 13892; 1500/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6 У3); 0,5; № 3344-04; № 3144, № 13143; 6000/100
47	128	активная отдача	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 214 Раб. питание XIII сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27505061078 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 12698, № 13895; 1500/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6 У3); 0,5; № 3344-04; № 22753, № 22755; 6000/100

НТМИ-6; 0,5; № 380-49;  
№ 765; 6000/100

НТМИ-6; 0,5; № 380-49;  
№ 867; 6000/100

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
48	129	активная отдача	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ яч. № 190 Рез. питание XIII, XV сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063227 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 1261-02; № 13894, № 13891; 1500/5 НОМ-6; 0,5; № 159-49; № 5396, № 5625; 6000/100
49	130	активная отдача	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ яч. № 186 Рез. питание XII, XIV, XVI сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064069 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 1261-02; № 13897, № 13893; 1500/5 НОМ-6: 0.5: № 159-49: № 5399. № 5305: 6000/100
50	131	активная отдача	ПТЭЦ-9 Реакторная отпайка ТГ-10 Раб. питание XIV-XV сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105063156 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 1261-02; № 14141, № 14140; 2000/5 ЗНОМ-15-63; 0,5; № 1593-70; № 31109, № 29621, № 31023; 6000/100
	132	реактивная отдача		
51	133	активная отдача	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ яч. № 298 Раб. питание XVI сек.	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0105064014 ТПОЛ 10 (ТПОЛ-10 У3); 0,5S; № 1261-02; № 14138, № 14139; 1500/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6 У3); 0,5; № 3344-04; № 22863, № 22860, № 22931; 6000/100
УСПД «ЭКОМ-3000»; № 17049-04; № 07061341				
Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.				

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- 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 30 лет.

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале события счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
    - журнал 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 типографическим способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 75-263-2007.

## **ПОВЕРКА**

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9». Методика поверки МП 75-263-2007», утвержденному 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 ИЛПШ.411152.124 РЭ1;
- средства поверки УСПД «ЭКОМ-3000» в соответствии с методикой поверки МП 26-262-99;
- радиоприемник сигналов точного времени УКВ диапазона по ГОСТ 5651;
- переносной компьютер «NoteBook», с установленным комплектом программных средств, и устройство сопряжения оптическое.

Межповерочный интервал 4 года.

## **НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

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

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 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 Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ ПТЭЦ-9). Техническое задание 402.1.01.ЭТ.ТЗ;

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ ПТЭЦ-9). Дополнения к техническому заданию 402.1.01.ЭТ.ТЗ.3.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «НПФ Телемеханик»

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, 83, оф.403

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

Директор ООО «НПФ Телемеханик»



Желобов Е. П.