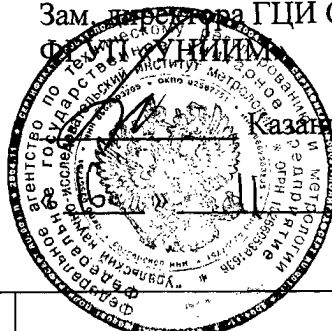


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО:

Зам. директора ГЦИ СИ



Казанцев В. В.

2009 г.

Система информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
автоматизированная филиала ОАО «ТГК-9»
«Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС

Внесена в Государственный Реестр
средств измерений
Регистрационный № 42948-09

Изготовлена по технической документации ООО НПФ «Телемеханик», заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС (АИИС КУЭ), установленная в филиале ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС, г. Нижняя Тура, Свердловская обл., предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности за установленные интервалы времени, 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 – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС 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 организациям-участникам оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояний объектов и средств измерений со стороны серверов 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 29 измерительно-информационных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), 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 ТИ и к информационно-вычислительному комплексу (ИВК).

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (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 ТИ;
- 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 ТИ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТИ 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;
- обработку результатов измерений, в том числе умножение на коэффициенты трансформации используемых трансформаторов тока и напряжения;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- 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 КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в ОАО «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в ОАО «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ ОАО «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 60 мин, при расхождении времени сервера баз данных и УСПД на ± 2 с происходит корректировка времени сервера баз данных. Сличение времени счетчиков электрической энергии со временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, при расхождении времени счетчика со временем УСПД на ± 3 с происходит корректировка времени счетчика.

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 – 78.

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 представлен в таблице 1.

Пределы допустимой относительной погрешности передачи и обработки данных	допускаемой	относительной	погрешности	передачи и обработки	$\pm 0,01$ %.
Пределы допустимой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии	допускаемой	относительной	погрешности	вычисления приращения	$\pm 0,01$ %.
Пределы допустимой относительной погрешности вычисления средней мощности	допускаемой	относительной	погрешности	вычисления средней	$\pm 0,01$ %.
Пределы допустимой абсолютной погрешности определения текущего времени	допускаемой	абсолютной	погрешности	определения текущего	± 5 с.

Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности^{*)} для доверительной вероятности 0,95:

- для ИК №№ 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29	$\pm 0,8$ %;
- для ИК №№ 1, 3, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 31, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55, 57, 59, 61, 63, 65, 67, 69, 71, 73, 75, 77	$\pm 0,9$ %;
- для ИК №№ 2, 4, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 74, 76, 78	$\pm 1,1$ %.

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 УСПД, 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 измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, доверительные границы относительной погрешности измерения для каждого ИК могут быть рассчитаны согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 56-263-2009.

Таблица 1

№ ИИК ТИ	№ ИИК	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
1	1	активная прием	НТГРЭС 6 кв ТГ-4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060046
	2	реактивная прием		ТЛШ-10 (ТЛШ-10-1У3); 0,5S; № 11077-03; ф. А № 6554, ф. В № 6557, ф. С № 6556; 3000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8843, ф. В № 8977, ф. С № 8975; 6000/100
2	3	активная прием	НТГРЭС 6 кв ТГ-5	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110069143
	4	реактивная прием		ТЛШ-10 (ТЛШ-10-1У3); 0,5S; № 11077-03; ф. А № 6655, ф. В № 6573, ф. С № 6539; 3000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8961, ф. В № 8835, ф. С № 8931; 6000/100
3	5	активная прием	НТГРЭС 13,8 кв ТГ-8	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0111060125
	6	реактивная прием		ТШЛ 20-1 (ТШЛ-20-1 УХЛ2); 0,2S; № 21255-03; ф. А № 303, ф. В № 321, ф. С № 302; 6000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-15У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 6188, ф. В № 20589, ф. С № 6423; 13800/100
4	7	активная прием	НТГРЭС 13,8 кв ТГ-9	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0111063158
	8	реактивная прием		ТШЛ 20 (ТШЛ-20); 0,2; № 21255-01; ф. А № 467, ф. В № 377, ф. С № 379; 6000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-15У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 32116, ф. В № 20605, ф. С № 20612; 13800/100
5	9	активная прием	НТГРЭС 13,8 кв ТГ-10	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110067088
	10	реактивная прием		ТШЛ 20-1 (ТШЛ-20-1 УХЛ2); 0,2S; № 21255-03; ф. А № 317, ф. В № 316, ф. С № 315; 6000/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-15 У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 6183, ф. В № 32118, ф. С № 20657; 13800/100
6	11	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-220 кв «НТГРЭС – Янтарь»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060060
	12	реактивная отдача		ЮФ-123/245 (ЮФ 245); 0,2S; № 29311-05; ф. А № 2007.3114.01.13, ф. В № 2007.3114.01.01, ф. С № 2007.3114.01.07; 1000/5
	13	активная прием		НКФ-220-58У1; 0,5; № 14626-95; ф. А № 52776/52356, ф. В № 52743/52646, ф. С № 52685/52705; 220000/100
	14	реактивная прием		
7	15	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-220 кв «НТГРЭС – Сосьва»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060038
	16	реактивная отдача		ЮФ-123/245 (ЮФ 245); 0,2S; № 29311-05; ф. А № 2007.3114.01/14, ф. В № 2007.3114.01.15, ф. С № 2007.3114.01.12; 1000/5
	17	активная прием		НКФ-220-58У1; 0,5; № 14626-95; ф. А № 52776/52356, ф. В № 52743/52646, ф. С № 52685/52705; 220000/100
	18	реактивная прием		
8	19	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-220 кв «НТГРЭС – Тагил-1»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060016
	20	реактивная отдача		ЮФ-123/245 (ЮФ 245); 0,2S; № 29311-05; ф. А № 2007.3114.01.10, ф. В № 2007.3114.01.03, ф. С № 2007.3114.01.09; 1000/5
	21	активная прием		НКФ-220-58У1; 0,5; № 14626-95; ф. А № 52776/52356, ф. В № 52743/52646, ф. С № 52685/52705; 220000/100
	22	реактивная прием		
9	23	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-220 кв «НТГРЭС – Тагил-2»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110068240
	24	реактивная отдача		ЮФ-123/245 (ЮФ 245); 0,2S; № 29311-05; ф. А № 2007.3114.01.06, ф. В № 2007.3114.01.04, ф. С № 2007.3114.01.05; 1000/5
	25	активная прием		НКФ-220-58У1; 0,5; № 14626-95; ф. А № 52776/52356, ф. В № 52743/52646, ф. С № 52685/52705; 220000/100
	26	реактивная прием		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
10	27	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-220 кВ «НТГРЭС – Сопка»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110066225 JOF-123/245 (JOF 245); 0,2S; № 29311-05; ф. А № 2007.3114.01/08, ф. В № 2007.3114.01/02, ф. С № 2007.3114.01/11; 1000/5 НКФ-220-58У1; 0,5; № 14626-95; ф. А № 52776/52356, ф. В № 52743/52646, ф. С № 52685/52705; 220000/100
	28	реактивная отдача		
	29	активная прием		
	30	реактивная прием		
11	31	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – Уральская-1»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110069210 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.03.07, ф. В № 2007.3122.03.09, ф. С № 2007.3122.03.08; 1000/5 НКФ 110-83У1; 0,5; № 1188-84; ф. А № 80, ф. В № 1546, ф. С № 1636; 110000/100
	32	реактивная отдача		
	33	активная прием		
	34	реактивная прием		
12	35	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – Уральская-2»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110069175 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.03.01, ф. В № 2007.3122.03.02, ф. С № 2007.3122.03.03; 1000/5 НКФ-110-57У1; 0,5; № 14205-94; ф. А № 1469569, ф. В № 1469576, ф. С № 1469566; 110000/100
	36	реактивная отдача		
	37	активная прием		
	38	реактивная прием		
13	39	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – Выя»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110069198 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.07.08, ф. В № 2007.3122.07.07, ф. С № 2007.3122.07.09; 600/5 НКФ-110-57У1; 0,5; № 14205-94; ф. А № 1469569, ф. В № 1469576, ф. С 1469566; 110000/100
	40	реактивная отдача		
	41	активная прием		
	42	реактивная прием		
14	43	активная отдача	НТГРЭС ОВМ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110069176 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.03.04, ф. В № 2007.3122.03.05, ф. С № 2007.3122.03.06; 1000/5 НКФ 110-83У1/НКФ-110-57У1; 0,5; № 1188-84/№ 14205-94; ф. А № 80/1469569, ф. В № 1546/1469576, ф. С № 1636/1469566; 110000/100
	44	реактивная отдача		
	45	активная прием		
	46	реактивная прием		
15	47	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – В.Тура»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110066208 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.05.03, ф. В № 2007.3122.05.02, ф. С № 2007.3122.05.01; 750/5 НКФ-110-57У1; 0,5; № 14205-94; ф. А № 1469569, ф. В № 1469576, ф. С № 1469566; 110000/100
	48	реактивная отдача		
	49	активная прием		
	50	реактивная прием		
16	51	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – Кр-Уральск»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 01058773 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.07.06, ф. В № 2007.3122.07.05, ф. С № 2007.3122.07.04; 600/5 НКФ 110-83У1; 0,5; № 1188-84; ф. А № 80, ф. В № 1546, ф. С № 1636; 110000/100
	52	реактивная отдача		
17	53	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-110 кВ «НТГРЭС – Клубная»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060043 JKF-123/245 (JKF 123); 0,5S; № 36507-07; ф. А № 2007.3122.07.02, ф. В № 2007.3122.07.01, ф. С № 2007.3122.07.03; 600/5 НКФ-110-57У1; 0,5; № 14205-94; ф. А № 1469569, ф. В № 1469576, ф. С № 1469566; 110000/100
	54	реактивная отдача		
18	55	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-35 кВ «НТГРЭС – Аппаратная-1»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110066184 ТФЗМ-35А У1; 0,5; № 3690-73; ф. А № 71209, ф. С № 71184; 150/5 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35-65 У1); 0,5; № 912-70; ф. А № 1464835, ф. В № 1398184, ф. С № 1449939; 35000/100
	56	реактивная отдача		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
19	57	активная отдача	НТГРЭС ВЛ-35 кВ «НТГРЭС – Аппаратная-2»	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0108075987 ТФЗМ-35А У1; 0,5; № 3690-73; ф. А № 71254, ф. С № 34331; 300/5 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35-65 У1); 0,5; № 912-70; ф. А № 1449956, ф. В № 1449987, ф. С № 1449986; 35000/100
	58	реактивная отдача		
20	59	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 1 ф. Ввод в ТП-9	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110067060 ТПЛ-10-М (ТПЛ-10-М-1 У2); 0,5S; № 22192-07; ф. А № 10402, ф. С № 10420; 300/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	60	реактивная отдача		
21	61	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 5 ф. Гараж	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110067006 ТОЛ 10 (ТОЛ-10 УТ2.1); 0,5; № 7069-79; ф. А № 5698, ф. С № 40309; 200/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	62	реактивная отдача		
22	63	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 7 ф. Жил. пос. 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0111060149 ТОЛ 10-1 (ТОЛ-10-1-7У2); 0,5S; № 15128-03; ф. А № 41567, ф. С № 37602; 200/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	64	реактивная отдача		
23	65	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 9 ф. Минваг 2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060081 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; ф. А № 1473, ф. С № 20556; 400/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	66	реактивная отдача		
24	67	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 13 ф. ККФ	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110067024 ТПОЛ-10 (ТПОЛ-10-3У3); 0,5S; № 1261-02; ф. А № 14302, ф. С № 14303; 150/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	68	реактивная отдача		
25	69	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6кВ яч. 15 ф. Ввод в ТП-45	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060085 ТПЛ-10-М (ТПЛ-10-М-1 У2); 0,5S; № 22192-07; ф. А № 10451, ф. С № 3512; 300/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8997, ф. В № 9002, ф. С № 8981; 6000/100
	70	реактивная отдача		
26	71	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6кВ яч. 6 ф. Ввод в ТП-46	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060087 ТПОЛ-10 (ТПОЛ-10-3 У3); 0,5S; № 1261-02; ф. А № 14557, ф. С № 14556; 200/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8796, ф. В № 8972, ф. С № 8926; 6000/100
	72	реактивная отдача		
27	73	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 8 ф. Жил. пос. 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0111060100 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; ф. А № 36041, ф. С № 36049; 150/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8796; ф. В № 8972, ф. С № 8926; 6000/100
	74	реактивная отдача		
28	75	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 10 ф. Минваг 1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060064 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; ф. А № 27579, ф. С № 1776; 400/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8796; ф. В № 8972, ф. С № 8926; 6000/100
	76	реактивная отдача		
29	77	активная отдача	НТГРЭС ЦФП-6 кВ яч. 12 ф. ДК	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; № 0110060066 ТОЛ 10-1 (ТОЛ-10-1-7У2); 0,5S; № 15128-03; ф. А № 41568, ф. С № 34869; 200/5 ЗНОЛ.06 (ЗНОЛ.06-6У3); 0,5; № 3344-04; ф. А № 8796, ф. В № 8972, ф. С № 8926; 6000/100
	78	реактивная отдача		
				УСПД «ЭКОМ-3000»; № 17049-04; № 08061367

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 утвержденный тип. Замена оформляется актом в установленном в филиале ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС 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 электроэнергии 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;
- информационно-вычислительный комплекс (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 56-263-2009.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС. Методика поверки МП 56-263-2009», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в ноябре 2009 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;
- секундомер СОСпр, класс точности 2, ТУ 25-1894.003-90;
- 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 Нижнетуринской ГРЭС филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ НТГРЭС). Техническое задание 108.1.01.ЭТ.ТЗ;

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Нижнетуринской ГРЭС филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ НТГРЭС). Дополнения к техническому заданию 108.1.01.ЭТ.ТЗ.ИЗМ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Нижнетуринская ГРЭС утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО НПФ «Телемеханик»

Адрес: Екатеринбург, ул. Шаумяна, 83, оф.408

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

Директор ООО НПФ «Телемеханик» Желобов Е. П.

