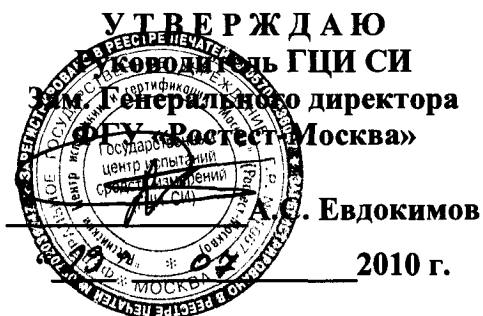


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



**Система автоматизированная комплексного
учета топливно-энергетических ресурсов
Калининградской железной дороги – вторая
очередь
(АСКУ ТЭР Калининградской ЖД – вторая
очередь)**

**Внесена в Государственный реестр
средств измерений
Регистрационный номер
№ 45451-10**

Изготовлена по техно-рабочему проекту КНГМ.411002.100 ЗАО "Отраслевой центр внедрения новой техники и технологий", г. Москва. Заводской номер 002.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная комплексного учета топливно-энергетических ресурсов Калининградской железной дороги – вторая очередь (АСКУ ТЭР Калининградской ЖД – вторая очередь), далее – Система, предназначена для измерений количества тепловой энергии в паровых системах теплоснабжения, количества пара и количества мазута, для осуществления автоматизированного коммерческого (технического) учета и контроля потребления количества тепловой энергии пара, количества пара и мазута, а также контроля режимов работы технологического и энергетического оборудования, регистрации параметров энергопотребления и выработки, формирования отчетных документов и передачи информации в энергоснабжающую организацию в рамках согласованного регламента.

Область применения: технологические объекты Калининградской железной дороги.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов, технического учета и оперативного управления топливно-энергетическими ресурсами.

ОПИСАНИЕ

Система имеет трехуровневую структуру с распределенной функцией выполнения измерений и включает следующие уровни:

- уровень измерительно-вычислительных комплексов узлов учета энергоресурсов (ИВКЭ);
- уровень информационных комплексов сбора и передачи данных структурного подразделения (ИКП);
- уровень информационно-вычислительного комплекса системы (ИВКС).

Уровень ИВКЭ обеспечивает автоматические измерения, вычисления и сохранение в архиве контролируемых параметров, а также интерфейс доступа к средствам измерений данного уровня.

Уровень ИКП обеспечивает передачу измерительной информации с уровня ИВКЭ на уровень ИВКС.

Уровень ИВКС обеспечивает индикацию, сохранение в архивах и вывод на печать измерительной информации всей системы.

На уровне ИВКЭ система состоит из следующих подсистем:

- подсистема учета мазута;
- подсистема учета пара.

АСКУ ТЭР Калининградской ЖД – вторая очередь решает следующие задачи:

- измерение часовых приращений параметров энергопотребления;
- периодический (1 раз в час) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений параметров энергопотребления;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в энергоснабжающую организацию в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АСКУ ТЭР;
- конфигурирование и настройка параметров АСКУ ТЭР;
- ведение системы единого времени в АСКУ ТЭР (коррекция времени);
- передача журналов событий теплосчетчиков, тепловычислителей и УСПД.

Принцип действия.

В зависимости от измеряемого параметра на уровне ИВКЭ применяются средства измерений, внесенные в Государственный реестр средств измерений.

На узлах учета мазута на подающем и циркуляционном трубопроводах установлены расходомеры, измеряющие расход среды по принципу Кориолиса. Расходомеры обеспечивают измерение температуры, плотности и массы мазута.

Процесс подачи мазута в котельной осуществляется циркуляционным способом. По подающему трубопроводу мазут из расходной емкости насосами подается к котлам, объем подачи регулируется вручную, при этом излишки топлива возвращаются по циркуляционному трубопроводу в расходную емкость.

Для вычисления расхода мазута расходомеры Promass 80F устанавливаются на подающий и циркуляционный трубопроводы, при этом данные о количестве мазута, прошедшего через расходомеры, передаются через тепловычислитель СПТ-961.2 на верхний уровень Системы. Расход топлива (количество мазута, сгоревшего в котлах) определяется разницей объема мазута, прошедшего по подающему и циркуляционному трубопроводам в единицу времени.

На узлах учета пара установлены первичные преобразователи (датчики расхода, термометры сопротивления, преобразователи избыточного давления. Организация учета потребления энергоносителя осуществляется на базе тепловычислителя СПТ961.2 (выполняет преобразования выходных сигналов датчиков расхода, температуры и давления теплоносителя в значения физических величин, вычисляет и ведет коммерческий учет теплоты и массы теплоносителя) и расширителя конфигурации входов АДС97 (измеряет информативные параметры электрических сигналов (частота и количество импульсов, сила тока, сопротивление электрическому току), соответствующие параметрам потоков жидкостей или газов, транспортируемых по трубопроводам (расход или перепад давления, температура, давление, плотность, вязкость и т.п.), преобразования измеренных значений информативных параметров в цифровой код и последующей передачи цифровых данных вычислителю СПТ961.2). Датчик температуры холодной воды определяет количество тепла отпущенного в тепловую сеть и подключается к АДС97. Датчик температуры наружного воздуха устанавливается для анализа работы котельной и подключается к АДС97.

Места расположения приборов учета ТЭР, входящих в состав оборудования уровня ИВКЭ, приведены в техно-рабочем проекте КНГМ.411002.100.

Оборудование уровня ИКП размещается на объектах, где установлены приборы узлов учета и в дорожном центре сбора данных. ИКП обеспечивает передачу данных о потреблении энергоресурсов на уровень ИВКС.

Информационный обмен между узлами учета потребителей ТЭР (теплосчетчиками и тепловычислителями) в составе ИВКЭ и ИКП (УСПД) организовано с применением коммутируемого канала связи по GSM-сети (протокол CSD).

Для организации информационного обмена на физическом уровне используются шкафы связи, в которых установлены GSM-модемы Siemens TC-65, Siemens MC-55, преобразователи интерфейсов или специализированные адаптеры. Оборудование шкафов связи подключается к счетчикам ТЭР посредством физического интерфейса RS-232 или RS-485 в зависимости от исполнения счетчика ТЭР.

Оборудование уровня ИКП включает в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (IP-адрес 192.168.31.4) (Госреестр № 17049-04), установленный на АСКУ ТЭР Калининградской ЖД (Госреестр № 36688-08);
- каналообразующую аппаратуру: GSM-модемы Siemens TC-65 и Siemens MC-55 преобразователь интерфейсов RS-232 – RS 422/485, адаптер АПС-79.

В состав уровня ИВКС входят:

- сервер;
- автоматизированные рабочие места (АРМы).

В системе АСКУ ТЭР Калининградской железной дороги – вторая очередь используется сервер АСКУ ТЭР Калининградской ЖД (Госреестр № 36688-08). На сервере установлена СУБД MS SQL Server 2005 и специализированный программный комплекс "Энергосфера".

Информационный обмен между ИКП (УСПД ЭКОМ-3000) и ИВКС (сервером) организовано посредством локальной сети Ethernet. Обмен данными между сервером системы и автоматизированными рабочими местами (АРМ) специалистов обеспечивается с помощью сети передачи данных (СПД) ОАО «РЖД». Подключение УСПД ЭКОМ-3000 и сервера к СПД ОАО «РЖД» производится через коммутатор Cisco Catalyst 2960.

Вся информация сохраняется в базах данных, которые управляются системами базы данных. В процессе работы осуществляется периодическое самотестирование всего оборудования системы. При возникновении перебоев сетевого питания происходит автоматическое переключение на резервное питание.

Энергетические параметры вычисляются для интервалов времени 1 час. Результаты измерений для каждого интервала измерения и 1-часовые данные учета соотнесены с текущим временем.

Описание программного обеспечения.

В состав ПО АСКУ ТЭР Калининградской железной дороги – вторая очередь входят: специализированный программный комплекс "Энергосфера" и встроенные ПО теплосчетчиков и УСПД ЭКОМ-3000.

АСКУ ТЭР оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Система обеспечения единого времени выполняет следующие функции:

- ведение единого времени на всех приборах учета ТЭР;
- ведение единого времени на УСПД ЭКОМ-3000М;
- ведение единого времени на сервере дороги;
- привязка времени Системы к единому календарному времени;
- прием сигналов от источников точного времени GPS-приемником, входящим в состав УСПД ЭКОМ-3000М;
- корректировка времени всех приборов учета ТЭР и сервера по времени GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000М;
- синхронизация времени всех приборов учета ТЭР и сервера по времени GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000М;
- корректировка времени на сервере дороги и АРМах специалистов по времени GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000М.

Измерение времени в узлах учета происходит автоматически внутренними таймерами устройств. В узлах учета происходит привязка полученных значений расхода ТЭР ко времени.

Синхронизация по времени приборов узлов учета происходит автоматически при запросе данных от УСПД ЭКОМ-3000М один раз в сутки, в случае выхода внутреннего времени приборов за допустимую задаваемую разницу времени.

Синхронизация УСПД ЭКОМ-3000М ("источник точного времени") происходит от GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000М. Синхронизация времени сервера осуществляется по времени УСПД ЭКОМ-3000М - "источника точного времени". Синхронизацию времени сервера осуществляет программа "Сервер опроса". Данная программа позволяет настроить период опроса времени УСПД и допустимую разницу во времени, при превышении которой будет производиться синхронизация.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АСКУ ТЭР ± 5 с/сутки.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АСКУ ТЭР приведен в таблице 1.

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 1. Учет мазута. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). Подача и рециркуляция мазута.						
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10; Адаптер измерительный, ±0,05%, Госреестр № 38646-08	СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6) АДС 97	-	17991 00175	М		
Расходомер кориолисовый массовый, ± (0,15+Δ _м), где Δ _м =Z _с /Q _м ·100%, Z _с – стабильность ну- левой точки, Q _м - измеренная вели- чина, Госреестр № 15201-07	Promass 80F50	50	D6072E02000		0-70000 кг/ч	0-4500 кг/ч
Датчик избыточного давления, ± 0,5%, Госреестр № 17635-03	МИДА-БП-106-2к- 24/20	-	10309323			
Расходомер кориолисовый массовый, ± (0,15+Δ _м), где Δ _м =Z _с /Q _м ·100%, Z _с – стабильность ну- левой точки, Q _м - измеренная вели- чина, Госреестр № 15201-07	Promass 80F50	50	D6073002000		0-70000 кг/ч	0-4500 кг/ч
Датчик избыточного давления, ± 0,5%, Госреестр № 17635-03	МИДА-БП-106-2к- 24/20	-	10309322			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 2. Учет пара. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). Пар ДОП пригород.						
Теплосчесчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		17,44 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6)		17991	M		4000 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00175			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Qmax до 0,9 Qmax: ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-5000	150	08519		125-5000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	1387			
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3 (пп 2-6)		3625			
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3 (пп 2-6)		4112			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ-515		926003			

Средство измерений						
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ	Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая нагрузка, расход и т.д.)
Узел 3. Учет пара. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). Новый покрасочный цех.						
Теплосчетчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		22,47 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6)		17991	M		5110 м³/ч
Адаптер измерительный, ±0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00175			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Q _{max} до 0,9 Q _{max} : ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-10000	200	10485		250-10000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °C, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	1657			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		926022			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая нагрузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 4. Учет пара. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). Пар на гребенку №2.						
Теплосчетчик, Госреестр № 32074-06; Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10; Адаптер измерительный, ±0,05%, Госреестр № 38646-08	ЛОГИКА 8961 СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6) АДС 97	-	17991 00175	Q M		9,02 Гкал/ч 6836,7 м³/ч
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Q _{max} до 0,9 Q _{max} : ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-10000	250	10490		250-10000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	1018			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		926008			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 5. Учет пара. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). Локомотивное депо.						
Теплосчесчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q	-	4,61 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6)		17991	M		3500 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00175			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Qmax до 0,9 Qmax: ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-5000	150	8518		125-5000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °C, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	3687		-	
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		926027			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 6. Учет пара. Ст. Калининград. Котельная ЦПК (НГЧ). База топлива.						
Теплосчесчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		3,03 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 1, 2, 3, 4, 5 и 6)		17991	M		2296 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00175			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Qmax до 0,9 Qmax: ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-2500	100	5834		62,5-2500 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °C, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	3660			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		925996			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точно- сти, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 7. Учет мазута. Ст. Черняховск. Котельная НГЧ (ТЧ-2). Подача и рециркуляция мазута.						
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10; Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	СПТ-961.2 (общ. на пп 7, 8, 9, 10) АДС 97	-	17968 00173	М		210-500 кг/ч
Расходомер кориолисовый массовый, ± (0,15+Δ _м), где Δ _м =Z _с /Q _м ·100%, Z _с – стабильность нуле- вой точки, Q _м - измеренная вели- чина, Госреестр № 15201-07	Promass 80F50	50	D6072F02000		0-70000 кг/ч	
Датчик избыточного давления, ± 0,5%, Госреестр № 17635-03	МИДА-БП-106- 2к- 24/20	-	10309320			
Расходомер кориолисовый массовый, ± (0,15+Δ _м), где Δ _м =Z _с /Q _м ·100%, Z _с – стабильность нуле- вой точки, Q _м - измеренная вели- чина, Госреестр № 15201-07	Promass 80F50	50	D6072B02000		0-70000 кг/ч	
Датчик избыточного давления, ± 0,5%, Госреестр № 17635-03	МИДА-БП-106- 2к- 24/20	-	10309321			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая на- грузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 8. Учет пара. Ст. Черняховск. Котельная НГЧ (ТЧ-2). Выработка котлов № 1, № 2						
Теплосчетчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		21 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 7, 8, 9, 10)		17968	M		5600 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00173			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Q _{max} до 0,9 Q _{max} : ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-10000	200	10491		250-10000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	5120			
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3 (пп 8-10)		1739			
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3 (пп 8-10)		4052			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		926028			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая нагрузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 9. Учет пара. Ст. Черняховск. Котельная НГЧ (ТЧ-2). Выработка котлов № 4, № 5, № 6.						
Теплосчесчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		23,41 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 7, 8, 9, 10)		17968	M		6255,9 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00173			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Qmax до 0,9 Qmax: ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-10000	200	10492		250-10000 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °С, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	1012			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		925997			

Средство измерений				Измеряемая величина	Диапазон измерений	Параметры узла учета (расч. тепловая нагрузка, расход и т.д.)
Вид СИ, класс точности, № Госреестра	Обозначение, тип	Диаметр прибора, Ду, мм	Заводской № СИ			
Узел 10. Учет пара. Ст. Черняховск. Котельная НГЧ (ТЧ-2). Склад топлива.						
Теплосчетчик, Госреестр № 32074-06;	ЛОГИКА 8961	-		Q		3,088 Гкал/ч
Тепловычислитель, ± 0,05%, Госреестр № 34983-10;	СПТ-961.2 (общ. на пп 7, 8, 9, 10)		17968	M		2300 м³/ч
Адаптер измерительный, ± 0,05%, Госреестр № 38646-08	АДС 97		00173			
Датчик расхода газа, в диапазоне от 0,1 Qmax до 0,9 Qmax: ± 1,0%, Госреестр № 26256-06	ДРГ.М-2500	100	4523		62,5-2500 м³/ч	
Термометр сопротивления, ± (0,15 + 0,002 t) °C, А, Госреестр № 14640-05	ТПТ-1-3	-	212			
Датчик избыточного давления, ± 1%, Госреестр № 18375-03	Метран-55-ДИ- 515		926012			

Примечание:

В колонке «Измеряемая величина» Таблицы 1:

M – массовый расход мазута, кг/ч;

или массовый расход пара, т/ч.;

Q – тепловая энергия пара, Гкал/ч;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по каналам узлов учета приведен в таблице 2.

Таблица 2

Вид учета	№ узла учета	Пределы допускаемых погрешностей	Значения погрешностей
Учет пара	2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тепловой энергии перегретого пара в диапазоне расходов, %: $0,1 Q_{\text{MAX}} \leq Q \leq 0,3 Q_{\text{MAX}}$ $0,3 Q_{\text{MAX}} < Q \leq Q_{\text{MAX}}$	± 5
			± 4
		Пределы допускаемого значения относительной погрешности измерений массы пара в диапазоне расхода $0,1 M_{\text{MAX}} \leq M \leq M_{\text{MAX}}$, %	± 3
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры пара t на узлах учета пара, °С	при измерении температуры теплоносителя $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ при измерении температуры наружного воздуха $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$
Учет мазута	1,7	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы мазута, %	$\pm(0,15+\Delta_m)$, где $\Delta_m = Z_s / Q_m \cdot 100\%$, Z_s – значение стабильности нуля расходомера, указанное в РЭ, Q_m – измеряемая величина (массовый расход мазута)
	1-10	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,1$

Примечание.

Допускается замена теплосчетчиков и первичных преобразователей на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АСКУ ТЭР как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АСКУ ТЭР измерительных компонентов:

- СПТ 961.2, АДС97, Promass80F, ДРГ.М, УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- ТПТ-1-3 – среднее время наработки на отказ не менее 65000 часов;
- Метран-55-ДИ-515 – среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- МИДА-БП – среднее время наработки на отказ не менее 180000 часов

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для приборов уровня ИВКЭ - $T_v \leq 168$ часов;
- для УСПД, СОЕВ - $T_v \leq 24$ часа;
- для сервера, компьютера АРМ, модема - $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АСКУ ТЭР от несанкционированного доступа.

Для защиты метрологических характеристик систем от несанкционированных измерений предусмотрен многоступенчатый контроль для доступа к текущим данным и па-

раметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации).

- панели подключения к электрическим интерфейсам теплосчетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, СБД, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий теплосчетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания показаний;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- теплосчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- СБД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- глубина архивов сохраняемых в приборах учета ТЭР составляет не менее: 35 суток для почасового архива, 12 месяцев для посуточного архива, 3 года для помесечного архива;
- глубина архивов сохраняемых в УСПД ЭКОМ-3000 36 месяцев для посуточного архива, 36 месяцев для помесечного архива, 36 месяцев для годового архива;
- глубина архивов сохраняемых на сервере, хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

Комплектность АСКУ ТЭР определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная комплексного учета топливно-энергетических ресурсов Калининградской железной дороги – вторая очередь Методика поверки». МП-773/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в июле 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Расходомер Promass 80F – «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утвержденной «ВНИИМС» в августе 2007 г.;

- Расходомер ДРГ.М – по 311.01.00.000 МИ «РЕКОМЕНДАЦИЯ. ГСИ. Датчики расхода газа ДРГ.М. Методика поверки»;
- Тепловычислитель СПТ961.2 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006 г.;
- Теплосчетчик ЛОГИКА 8 961 – в соответствии с РАЖГ.421431.016 ПМ2 «Теплосчетчики ЛОГИКА 8961. Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.2007 г.;
- Датчик избыточного давления Метран-55-ДИ – в соответствии с МИ 4112-012-2001;
- Датчик давления МИДА – по ТНКИ.406233.032РЭ (пп 3.5 Методика поверки);
- Термометр сопротивления ТПТ-1-3 – по ГОСТ Р 8.624-2006;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по МП26-262-99;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО для работы с приборами учета системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°C, цена деления 1°C.

Межповерочный интервал – 2 года.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Система автоматизированная комплексного учета топливно-энергетических ресурсов Калининградской железной дороги – вторая очередь. Методика измерений. МВИ-644/446-01.00229-2010».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.595-2004 " ГСИ. «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

МИ 2451 "Рекомендация. ГСИ. Паровые системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя».

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Техно-рабочий проект КНГМ.411002.100

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Отраслевой центр внедрения новой техники и технологий", г. Москва.

129626, Россия, г. Москва, 3-я Мытищинская ул., д.10, стр. 8

Тел.: +7 (495) 933-33-43 доб. 10-25

Факс: +7(495) 933-33-43 доб. 10-06

Заместитель начальника Управления
программы Ресурсосбережение ЗАО



В.Ф. Дудкин