

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель

Генеральному директору Курганского ЦСМ»

А.И. Михайлов

2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Юргамыш».	Внесен в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 34244-07 Взамен №
---	---

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. «Москва», заводской номер № 04-411711.11-04.20.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Юргамыш» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш»), Курганская обл., Юргамышский район, пос. Новый Мир предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш» представляет собой многофункциональную, 2^x-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ с системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш» 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 ИВК ООО «Транснефтьсервис С» результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии 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.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специализированное программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. На основе цифрового представления сигналов, соответствующих мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, с учетом (или без) коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Данные со счетчиков посредством канала связи RS-485, через устройство защиты от импульсных помех (УЗИП) и разветвительную коробку поступают в шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА).

В КУУиА происходит первичная обработка и сохранение данных измерений. Из КУУиА данные измерений поступают посредством Ethernet через HUB и маршрутизатор основного и резервного канала на спутниковый модем, входящим в основной канал связи. Основной канал связи организован через телепорт г. Москвы и канал E1 на основе ВОЛС между ОАО «Связьтранснефть С» и информационно-вычислительным комплексом (далее – ИВК) ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемую телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С» и местного оператора GSM-связи.

Данные от ИК поступают в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» для формирования отчетных документов.

Передача результатов измерений производится в XML формате с заданной в ИВК ТНСС периодичностью. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней.

СОЕВ АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш» построена на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-1, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05, расположенным на уровне ИВК ТНСС.

СОЕВ обеспечивает погрешность системного времени в счетчиках электрической энергии в пределах допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равной 5 с/сут.

Для защиты измерительной системы от несанкционированного доступа к значениям измеренных величин и расчетных показателей с целью корректировки предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Метрологические характеристики			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	Наименование измеряемой величины	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш»	№ 04-411711.11-04.20		Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9								
ЛПДС Юргамыш																
1	Ввод №1 НС УБКУА, ЗРУ-10 кВ 1 С.Ш. яч. №11	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7918	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %						
				B	ТЛО-10	№ 12423										
				C	ТЛО-10	№ 7898										
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10	№ 86										
				B												
				C												
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109053037												
2	Ввод №2 НС УБКУА, ЗРУ- 10 кВ 2 С.Ш. яч. №43	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 8136	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %						
				B	ТЛО-10	№ 12418										
				C	ТЛО-10	№ 7917										
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13651										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 13650										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 13187										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109052219										
		3	ТСН-1 НС УБКУА ЗРУ- 10 кВ 2 С.Ш. яч. №45	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =100/5 № 15174-01	A					ТОП-0,66	№ 0013731	20	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,9 % Реактивная ± 1,9 %	Активная ± 4,6 % Реактивная ± 2,4 %
						B					ТОП-0,66	№ 0013729				
C	ТОП-0,66					№ 9499										
ТН				A												
				B												
				C												
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 04052502												

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9						
4	Ввод №3 НС УБКУА, ЗРУ-10 кВ 3 С.Ш. яч. №18	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 8177	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %						
				B	ТЛО-10	№ 12405										
				C	ТЛО-10	№ 7925										
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 14884										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 15101										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 14871										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109053017										
		5	Ввод №4 НС УБКУА, ЗРУ-10 кВ 4 С.Ш. яч. №46	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 № 25433-03	A					ТЛО-10	№ 7887	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
						B					ТЛО-10	№ 12428				
C	ТЛО-10					№ 8179										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06-10	№ 15426										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 15415										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 14421										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03		№ 0108058084										
6	ТСН-2 НС УБКУА ЗРУ- 10 кВ 4 С.Ш. яч. №50			ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 № 15174-01	A	ТОП-0,66	№ 13754	20	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,9 % Реактивная ± 1,9 %	Активная ± 4,6 % Реактивная ± 2,4 %				
						B	ТОП-0,66	№ 13714								
		C	ТОП-0,66			№ 13759										
		ТН														
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 04051817												

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9						
7	КТП Тр-р №2, ЗРУ-10 кВ НКК 2 С.Ш. яч. №33	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7758	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %						
				B	ТЛО-10	№ 1167										
				C	ТЛО-10	№ 7769										
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 11406										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 10659										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 11403										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109053079										
		8	МВ-10 Ввода №2, ЗРУ- 10 кВ НКК 2 С.Ш. яч. №30	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 №11077-03, №30709-05	A					ТЛШ-10	№ 1776	40000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
						B					ТЛП-10	№ 11934				
C	ТЛШ-10					№ 1766										
ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06-10	№ 11406										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 10659										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 11403										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03		№ 0109052148										
9	МВ-10 Ввода №2 (резервный), ЗРУ-10 кВ НКК 2 С.Ш. яч. №21			ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 № 30709-05	A	ТЛП-10-1	№ 1856	40000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %				
						B	ТЛП-10-1	№ 11928								
		C	ТЛП-10-1			№ 1807										
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 11406										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 10659										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 11403										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109051041										

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
10	МВ-10 Ввода №1 (рабочий), ЗРУ-10 кВ НKK 1 С.Ш. яч. №4	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 № 30709-05	A	ТЛП-10-1	№ 1764	40000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,6 %
				B	ТЛП-10-1	№ 11936				
				C	ТЛП-10-1	№ 1729				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 14500				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 148663				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 14869				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109051042						
11	МВ-10 Ввода №1, ЗРУ- 10 кВ НKK 1 С.Ш. яч. №13	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 № 30709-05	A	ТЛП-10-1	№ 1772	40000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,6 %
				B	ТЛП-10-1	№ 11922				
				C	ТЛП-10-1	№ 1808				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 14500				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 148663				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 14869				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109052106						
12	КТП Тр-р №1, ЗРУ-10 кВ НKK 1 С.Ш. яч. №16	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7770	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 13495				
				C	ТЛО-10	№ 7735				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 14500				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 148663				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 14869				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109052239						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
13	Ввод №1, ЗРУ-6 кВ ТОН 1 С.Ш. яч. №29	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1000/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 8101	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 22689				
				C	ТЛО-10	№ 8103				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10У2	№ 1095				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108051066						
14	Ввод №2, ЗРУ-6 кВ ТОН 2 С.Ш. яч. №3	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1000/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 8112	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10-1	№ 23173				
				C	ТЛО-10	№ 8105				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10У2	№ 1099				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108051179						

В таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и вторичном токе ТТ, равном 2(5) % от I_{ном}.

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от -55°C до $+60^\circ\text{C}$; ТН - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; шкаф КВУиА - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,8(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Чернышева», ЛПДС «Юргамыш» - порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=90\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B=168$ ч.;
- компоненты КУУиА - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=100\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 30\ 000$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания КУУиА с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий КУУиА:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в КУУиА определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с КУУиА, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски ККУиА (при пропадании напряжения, заклинивании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - съемные части блоков испытательных;
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - шкаф КУУиА..
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ККУиА;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

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

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	24 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП -10 - 1	10 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОП-0,66	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-10	27 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-10	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	12 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.08	2 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	14 шт.
Шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА)	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени типа «УСВ-1»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «ЧЕЛЯБИНСКИЙ ЦСМ» «14» 03 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
 - средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом «ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки. Согласовано с руководителем ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
 - радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.
- 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 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. 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».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Юргамыш».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Юргамыш», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ЗАО «ОРДИНАТА.»

Юр. адрес: 115432, г. Москва,
2-й Кожуховский проезд, д.12, стр. 2.

Почт. адрес: 123610, г. Москва,
ул. Краснопресненская наб., д.12.
тел. (495)967-07-67

Генеральный директор ЗАО «ОРДИНАТА»



С. И. Каминский

Заявитель: НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»

Адрес: 119991, г. Москва,
Ленинский пр-т., д.9
тел./ факс: (495) 781-48-99

Президент
НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»



С.И. Ерофеев