



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 42164**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "ЛУКОЙЛ-  
Нижегороднефтеоргсинтез" второй очереди**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **011**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "ЭКСИТОН", г.Нижний Новгород**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **46402-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**АУВБ.411711.Л04.МП**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **01 марта 2011 г. № 776**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

**В.Н.Крутиков**

"....." ..... 20 г.

Серия СИ

№ 000178

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди (далее - АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди) предназначена для измерения выработанной, потребленной и переданной активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди, заводской №011 представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 14 измерительных каналов (ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматизированный 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 (ОРЭ) результатов измерений (1 раз в сутки) и/или по запросу;
- 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, линии связи, используемые для сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер БД), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала.

Верхний уровень системы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди использует оборудование верхнего уровня системы АИИС КУЭ ОАО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез». (Госреестр №35635-07).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, полной мощности и интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется:

- по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в сигнал интерфейса RS-232 (счетчик – преобразователь интерфейса – модем – модемный пул – УСПД);
- по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в интерфейс Ethernet (счетчик – преобразователь интерфейса – преобразователь портов – Ethernet-сервер – медиаконвертер – ВОЛС – медиаконвертер – Ethernet-сервер – УСПД);
- по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в интерфейс Ethernet (счетчик – медиаконвертер – ВОЛС – медиаконвертер – преобразователь на два порта – Ethernet-сервер – медиаконвертер – ВОЛС – медиаконвертер – Ethernet-сервер – УСПД).

В УСПД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и передача накопленных данных на уровень ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Данные с УСПД могут быть получены на АРМ пользователей по сети Ethernet.

На сервер БД информация передается по сети Ethernet (УСПД - Сервер БД).

В сервере БД АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди осуществляется формирование, хранение и резервное копирование базы данных, формирование справочных и отчетных документов.

Регламентированный доступ к информации сервера БД с АРМов персонала осуществляется через сегмент ЛВС предприятия через интерфейс Ethernet.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет при 25°C и не менее 2 лет при 50°C;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- сервер баз данных – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Для выдачи данных об энергопотреблении в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным субъектам предусмотрено использование основного и резервного каналов связи:

- основной канал: сеть интернет, рассылка XML файлов по электронной почте. Скорость передачи данных составляет не менее 115200 бит/с.;
- резервный канал: телефонная связь. Скорость передачи данных составляет не менее 9600 бит/с.

Для выдачи информации об энергопотреблении в ОАО «АТС» предусмотрен временной регламент, описывающий периодичность выдачи информации и объем передаваемых данных. Данные передаются в формате XML. Сбытовая компания заверяет файл с данными электронно-цифровой подписью (ЭЦП), после чего он поступает в ИАСУ КУ ОАО «АТС».

АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди оснащена

системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-35, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. Таким образом, точность хода часов в УСПД составляет  $\pm 1$  с. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 минут осуществляется сличение времени между счетчиком и УСПД. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В	220 $\pm$ 22
Частота, Гц	50 $\pm$ 1
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электроэнергии, °С	+10...+35
- трансформаторов тока и напряжения, °С	-20...+35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	0,4; 6; 35
Первичные номинальные токи, кА	0,2; 0,3; 0,6; 1; 1,25; 2
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 380
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	14
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	$\pm 5$
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.  
Таблица 2 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской Номер			
	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди		№ 011	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	УСПД	№ 19495-03	КАПС на базе RTU-300 (RTU-327)		№ 000412	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
46	НГ ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 7Т	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5 № Гос. р. 35056-07	A	4MC7	№ 09/30571680	Ток первичный, $I_1$	
				B	4MC7	№ 09/30571679		
				C	4MC7	№ 09/30571678		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4MT12-40,5	№ 09/30573030	Напряжение первичное, $U_1$	
				B	4MT12-40,5	№ 09/30573031		
				C	4MT12-40,5	№ 09/30572032		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 Ином = 5 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>н</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01197091	1 400 000	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской Номер				
47	НГ ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 1Т	ТТ	КТ 0,2S Ктт=1250/5 № Гос. р. 35056-07	A	4MC7	№ 09/30578132	Ток первичный, I <sub>1</sub>		
				B	4MC7	№ 09/30578128			
				C	4MC7	№ 09/30578131			
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4MT12-40,5	№ 09/30573030	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
				B	4MT12-40,5	№ 09/30573031			
				C	4MT12-40,5	№ 09/30572032			
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 Ином = 5 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01197092	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
		48	НГ ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 2Т	ТТ	КТ 0,2S Ктт=1250/5 № Гос. р. 35056-07	A	4MC7	№ 09/30578133	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						B	4MC7	№ 09/30578129	
C	4MC7					№ 09/30578130			
ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07			A	4MT12-40,5	№ 09/30573027	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
				B	4MT12-40,5	№ 09/30573028			
				C	4MT12-40,5	№ 09/30572029			
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 Ином = 5 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)			A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01197093	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Кгн·Ксч	Наименование измеряемой величины				
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер						
49	НГ ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 6Т	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5 № Гос. р. 35056-07	A	4МС7	№ 09/30571682	1 400 000	Ток первичный, I <sub>1</sub>			
				B	4МС7	№ 09/30571681					
				C	4МС7	№ 09/30571683					
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4МТ12-40,5	№ 09/30573027		№ 09/30573028	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
				B	4МТ12-40,5	№ 09/30573028					
				C	4МТ12-40,5	№ 09/30572029					
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 Iном = 5 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01197090		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			
		50	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 1С-35, яч.3 фидер "9Ц"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/1 № Гос. р. 35056-07	A		4МС7	№ 09/30572100	210 000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						B		4МС7	№ 09/30572098		
C	4МС7					№ 09/30572099					
ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07			A	4МТ12-40,5	№ 09/30573030	№ 09/30573031	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>			
				B	4МТ12-40,5	№ 09/30573031					
				C	4МТ12-40,5	№ 09/30572032					
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Iном = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)			A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204718		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений				Кгг·Кгн·Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер				
51	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 1С-35, яч.4 фидер "17Ц"	ТТ	КТ 0,5S Кгг=600/1 № Гос. р. 35056-07	A	4МC7	№ 09/30571954	Ток первичный, I <sub>1</sub>		
				B	4МC7	№ 09/30571953			
				C	4МC7	№ 09/30571957			
		ТН	КТ 0,5 Кгн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4МТ12-40,5	№ 09/30573030	210 000	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
				B	4МТ12-40,5	№ 09/30573031			
				C	4МТ12-40,5	№ 09/30572032			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204719	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
		52	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 1С-35, яч.5 фидер "18Ц"	ТТ	КТ 0,5S Кгг=200/1 № Гос. р. 35056-07	A	4МC7	№ 09/30578095	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						B	4МC7	№ 09/30578096	
C	4МC7					№ 09/30578097			
ТН	КТ 0,5 Кгн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07			A	4МТ12-40,5	№ 09/30573030	70 000	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
				B	4МТ12-40,5	№ 09/30573031			
				C	4МТ12-40,5	№ 09/30572032			
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)			A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204720	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		



Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений					Кгг·Кгн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер						
53	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 2С-35, яч.21 фидер "5Ц"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=1000/1 № Гос. р. 35056-07	A	4MC7	№ 09/30571633	3 500 000	Ток первичный, I <sub>1</sub>			
				B	4MC7	№ 09/30571631					
				C	4MC7	№ 09/30571630					
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4MT12-40,5	№ 09/30573027		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>			
				B	4MT12-40,5	№ 09/30573028					
				C	4MT12-40,5	№ 09/30572029					
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204730		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			
		54	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 2С-35, яч.22 фидер "13Ц"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/1 № Гос. р. 35056-07	A		4MC7	№ 09/30571952	210 000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						B		4MC7	№ 09/30571950		
C	4MC7					№ 09/30571956					
ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07			A	4MT12-40,5	№ 09/30573027	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>				
				B	4MT12-40,5	№ 09/30573028					
				C	4MT12-40,5	№ 09/30572029					
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)			A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204731	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер						
55	НГ ТЭЦ КРУЭ-35кВ, 2С-35, яч.23 фидер "19Ц"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=200/1 № Гос. р. 35056-07	A	4МС7	№ 09/30571949	700 000	Ток первичный, I <sub>1</sub>			
				B	4МС7	№ 09/30571955					
				C	4МС7	№ 09/30571951					
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 № Гос. р. 35057-07	A	4МТ12-40,5	№ 09/30573027		№ 09/30573028	№ 09/30572029	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
				B	4МТ12-40,5						
				C	4МТ12-40,5						
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)	A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204732		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			
		56	НГ ТЭЦ РУ-0,4кВ ГЩУ панель №5	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 № Гос. р. 36382-07	A		T-0,66	№ 116472	60	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						B		T-0,66	№ 116442		
C	T-0,66					№ 116441					
ТН	-			A	-	-	-	-	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>h</sub> =5000 имп/кВт·ч (квар·ч)			A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204734		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер					
57	НГ ТЭЦ РУ-0,4кВ ГЩУ панель №13	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 № Гос. р. 36382-07		A	T-0,66	№ 47856	Ток первичный, I <sub>1</sub>		
			B	T-0,66	№ 047857					
			C	T-0,66	№ 116473					
		ТН	-		A	-	-	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
					B	-	-			
					C	-	-			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 1 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>и</sub> =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)		A1805RLQ-P4GB-DW-4		№ 01204735	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
		58	ГПП Кудьма РУ-6кВ яч.17	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 № Гос. р. 25433-03		A	ТЛО-10	№ 21661	Ток первичный, I <sub>1</sub>
					B	-	-			
C	ТЛО-10				№ 21664					
ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № Гос. р. 2611-70			A	НТМИ-6-66	№10799	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>			
				B						
				C						
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Ином = 5 А № Гос. р. 31857-06 К <sub>и</sub> =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)			A1805RL-P4GB-DW-3		№ 01193664	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			

Продолжение таблицы 2

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер			
59	ГПП Кудьма РУ-6кВ яч.38 6кВ	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 № Гос. р. 25433-03	A	ТЛО-10	№ 21662	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				B	-	-		
				C	ТЛО-10	№ 21663		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № Гос. р. 2611-70	A	НТМИ-6-66	ТВРУ		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 Iном = 5 А № Гос. р. 31857-06 K <sub>и</sub> =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)	A1805RL-P4GB-DW-3		№ 01193665	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов – измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД – однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электроэнергии, %.

№ ИК	Состав ИК	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\pm \delta_{1(2) \% P_2}$ , [%] $I_{1(2) \%} \leq I_{изм} < I_{5 \%}$	$\pm \delta_{5 \% P_2}$ , [%] $I_{5 \%} \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$\pm \delta_{20 \% P_2}$ , [%] $I_{20 \%} \leq I_{изм} \leq I_{100 \%}$	$\pm \delta_{100 \% P_2}$ , [%] $I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
46-49	ТТ класс точности 0,2S	1	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,91$	$\pm 0,91$
	ТН класс точности 0,5	0,8	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	Счётчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	ТТ класс точности 0,2S	0,6	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,87	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
50-55	ТТ класс точности 0,5S	1	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	ТН класс точности 0,5	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
	ТТ класс точности 0,5S	0,6	$\pm 6,6$	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,5$
	ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 1 (реактивная энергия)	0,87	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
56, 57	ТТ класс точности 0,5s	1	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
		0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	ТТ класс точности 0,5s	0,6	$\pm 6,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
	Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,87	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
58, 59	ТТ класс точности 0,5s	1	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	ТН класс точности 0,5	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,3$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
	Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5	$\pm 6,1$	$\pm 4,1$	$\pm 3,5$	$\pm 3,5$
	ТТ класс точности 0,5s	0,6	$\pm 9,0$	$\pm 5,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$
	ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,87	$\pm 6,8$	$\pm 4,3$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T=50000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b=24$  ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T=40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b=24$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=23612$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b=1$  ч;

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внешних каналов передачи данных осуществляется посредством использования основного и резервного каналов связи;
- основной канал: рассылка XML и АСКП файлов по электронной почте. Скорость передачи данных составляет не менее 115200 бит/с;
- резервный канал: телефонная связь. Скорость передачи данных составляет не менее 9600 бит/с.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- включение и отключение питания счетчика;
- дата и время перепрограммирования;
- дата и время сброса максимальной мощности;
- дата и время очистки журнала событий;
- дата и время включения и отключения режима ТЕСТ;
- дата и время изменения тарифного расписания;
- отключение и включение напряжения пофазно.

Количество событий задается программно и может составлять от 0 до 255.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчиков;
  - измерительных трансформаторов тока;
  - измерительных трансформаторов напряжения;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - НКУ УСПД и коммуникационного НКУ в РУ-6кВ;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка паролей на счетчик;
  - установка паролей на УСПД;
  - установка паролей на АРМ.

### Программное обеспечение

«Альфа-Центр» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 2).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди, приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-Центр»	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	Версия 4	9fe73a904933fac4f0f05992d297f055	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		e05ee8bed68da05ac30efffb0fa1ba1b	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		edc1a15ebdb5d1c53b466d053d57a23a	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		9cdaa526f6378179847fcc4cab8110ce	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010: С.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ	Номер в Госреестре средств измерений
4МС7	30	№ 35056-07
Т-0,66	6	№ 36382-07
ТЛО-10	4	№ 25433-03
4МТ12-40,5	6	№35057-07
НТМИ-6-66	2	№ 2611-70
Счетчик электроэнергии А1800	14	№ 31857-06
КАПС на базе УСПД RTU-300 (RTU-327)	1	№ 19495-03
Шкаф УСПД (УСПД RTU 327; УССВ-35; модемы Zyxel 336E; модемный пул ZyXEL RS-1612; сервер Compaq ProLiant ML 370; ИБП APC Smart-UPS 3000)	1 комплект	
Шкаф коммуникационный (Ethernet-сервер NPort-5630; защита интерфейса RS-485/RS-422, Expro DI-16V; источник бесперебойного питания Back-UPS CS 350VA, BU-350 APC)	1 комплект	
Шкаф коммуникационный (Ethernet-сервер NPort-5430; преобразователь интерфейса ADAM-4520, Advantech; преобразователь портов ICPCop 7188D; защита интерфейса RS-485/RS-422, Expro DI-16V; источник бесперебойного питания Back-UPS 750VA, APC)	1 комплект	
Шкаф коммуникационный (источник бесперебойного питания Back-UPS CS 350VA, BU-350 APC; коммутатор JetNet 3008f-s)	1 комплект	
Преобразователь оптический AE1	1	
Портативный инженерный пульт	1	
АРМ	3	
Программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» Laptop (AC_L)	1 комплект	
Программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» SE (AC_SE)	1 комплект	
Программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» PE (AC_PE_10)	1 комплект	

Программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» Time (АС_Time)	1 комплект	
Программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» XML (АС_XML)	1 комплект	
Программный пакет ПО «AlphaPlus»	1 комплект	
Программный пакет «MeterCat»	1 комплект	
Руководство по эксплуатации АУВБ.411711.Л04.РЭ	1 шт.	
Методика поверки АУВБ.411711.Л04.МП	1 шт.	
Формуляр на систему АУВБ.411711.Л04.РЭ	1 шт.	

**Поверка осуществляется по:**

- документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез второй очереди». Методика поверки. АУВБ.411711.Л04.МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электроэнергии в соответствии с утвержденным документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» (МП-2203-0042-2006), согласованной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году;
- оборудование для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДЯИМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01»;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- термогигрометр «CENTER» (мод. 314): диапазон измерений температуры от -20...до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %, дискретность 0,1 %.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Сведения о Методике измерений отсутствуют.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» второй очереди»:**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».



4. ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

7. МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

8. МИ 3286-2010 «Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

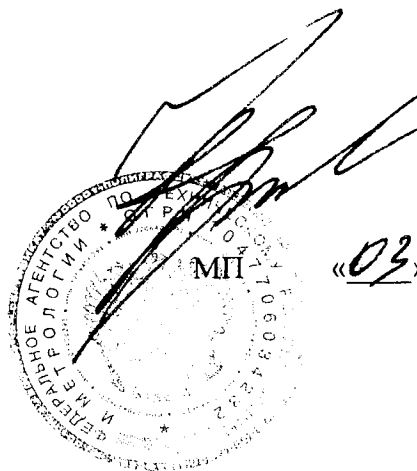
**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:**

осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель** ООО «ЭКСИТОН», г. Нижний Новгород.  
603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6  
тел.: (831) 465-07-13, факс: (831) 465-07-11

**Испытательный центр** ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»  
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.  
119361, Москва, Г-361, ул. Озерная, 46.  
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии



В.Н. Крутиков

«03» 03 2011 г.