

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром ПХГ» Елшанское УПХГ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром ПХГ» Елшанское УПХГ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 43.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52320-2005, и в режиме измерений реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «Газпром энерго», программное обеспечение (ПО «АльфаЦЕНТР»), УССВ, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго», сервер АО «Межрегионэнергосбыт», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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 и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК №№ 1-13, 17, 18, 32-36, 42, 43 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 поступает на GSM-модемы, и далее по каналам связи стандарта GSM – на опрашивающий GSM модем УСПД. Для ИК №№ 14-16 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 через преобразователь интерфейсов и пару SHDSL-модемов поступает в линию Ethernet коммутатора и далее от коммутатора – на Ethernet вход УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов и далее по Ethernet линии на Ethernet входы коммутатора и УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ООО «Газпром энерго».

Сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по основному спутниковому каналу связи и в случае сбоя работы основного канала связи по резервным ГЧ и GSM каналам. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP в виде отчетов в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной АИИС КУЭ АО «Межрегионэнергосбыт» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 65280-16).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-16HVS и УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сличение часов сервера ООО «Газпром энерго» с УССВ-35HVS производится 1 раз в час, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ-35HVS на величину более ± 1 с.

Сличение часов УСПД с УССВ-16HVS производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с УССВ-16HVS на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 2 с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ		Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/6 кВ «Водозабор - Газовиков», ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 2	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНИОЛ-6У3 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-16HVS	актив-ная	1,0	3,0
							реак-тивная	2,6	4,7
2	ПС 110/6 кВ «Водозабор - Газовиков», ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 3	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНИОЛ-6У3 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			актив-ная	1,0	3,0
							реак-тивная	2,6	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 110/6 кВ «Водозабор - Газовиков», ЗРУ 6 кВ, 1 СШ. 6 кВ, яч. № 9	ТПЛ-10с 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНИОЛ-6У3 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ- 16HVS	актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	1,9	3,0
4	ПС 110/6 кВ «Водозабор - Газовиков», ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 10	ТПЛ-10с 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНИОЛ-6У3 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	1,9	3,0
5	КТП 10/0,4 кВ ГРП-2, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
6	КТП-400 10/0,4 кВ УАВР ООО «Газпром трансгаз Саратов» РУ- 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQCSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
7	ТП 10/0,4 кВ ГРП-3, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	актив- ная	0,9	3,6		
					реак- тивная	2,3	5,7		
8	КТП 10/0,4 кВ ГРПТ, РУ-0,4 кВ, ввод 2	ТОП-0,66 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	актив- ная	0,9	3,6		
					реак- тивная	2,3	5,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	КТП 10/0,4 кВ ГРПТ, РУ-0,4 кВ, ввод 1	ТОП-0,66 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
10	ТП-9 10/0,4 кВ, Т2, РУ-0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
11	ТП 10/0,4 кВ ГРП-1 (КТП-100), РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
12	КТП-ЭХЗ 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
13	КТП 2х630 10/0,4 кВ УАВР ООО «Газпром трансгаз Саратов», ввод 1 10 кВ	ТЛК-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
14	ПС 35/10 кВ Латухино, КРУН -10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 1А	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН -10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 16	ТЛМ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
16	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН -10 кВ, 1 СШ 10 кВ яч. № 9	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
17	ТП-10/0,4 кВ, ГРП-1 (2БКТП-400), РУ-0,4 кВ, ввод 2	ТС-5.2 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
18	ТП-10/0,4 кВ, ГРП-1 (2БКТП-400), РУ-0,4 кВ, ввод 1	ТС-5.2 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
19	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 232	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
20	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 230	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 226	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ- 16HVS	актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
22	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 210	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
23	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 208	ТЛО-10 50/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
24	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 206	ТЛО-10 50/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	актив- ная	1,1	3,7		
					реак- тивная	2,7	5,9		
25	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 107	ТЛО-10 50/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	актив- ная	1,1	3,7		
					реак- тивная	2,7	5,9		
26	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 109	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	актив- ная	1,1	3,7		
					реак- тивная	2,7	5,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 123	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
28	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 125	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
29	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 127	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
30	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 133	ТЛО-10 50/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
31	ПС 35/10 кВ «Латухино II», ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 137	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
32	КТП 2х630 10/0,4 кВ УАВР ООО «Газпром трансгаз Саратов», ввод 2 10 кВ	ТОЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	КТП 10/0,4 кВ АГНКС-1 Саратовавтогаз ООО «Газпром трансгаз Саратов», РУ 0,4 кВ ввод 1	ТНШЛ-0,66 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1673-69, 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
34	КТП 10/0,4 кВ ГРС-2А Сторожевского ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Саратов», РУ 0,4 кВ ввод 1	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11			актив- ная	1,1	3,8
							реак- тивная	2,2	7,3
35	КТП 10/0,4 кВ АГНКС-1 Саратовавтогаз ООО «Газпром трансгаз Саратов», РУ 0,4 кВ ввод 2	ТНШЛ-0,66 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1673-69	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			актив- ная	0,9	3,6
							реак- тивная	2,3	5,7
36	КТП 10/0,4 кВ ГРС-2А Сторожевского ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Саратов», РУ 0,4 кВ ввод 2	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11			актив- ная	1,1	4,0
							реак- тивная	2,2	7,6
37	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН-10 кВ, ввод № 1 10 кВ, яч. № 12	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	2,6	4,7
38	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН-10 кВ, ввод № 2 10 кВ, яч. № 4	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	2,6	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН-10 кВ, А/Ф «Николаевская» ввод № 1 10 кВ, яч. № 19	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	1,9	3,0
40	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН-10 кВ, А/Ф «Николаевская» ввод № 2 10 кВ, яч. № 23	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	2,6	4,7
41	ПС 35/10 кВ «Латухино», КРУН-10 кВ, п. Латухино ВЛ-10 кВ, яч. № 17	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ- 16HVS	актив- ная	1,1	3,7
							реак- тивная	2,7	5,9
42	ПС 110/6 кВ «Водозабор газовиков», ЗРУ-6 кВ, ввод № 1 6 кВ, яч. № 4	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНИОЛ-6У3 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,0	3,0
							реак- тивная	1,9	3,0
43	ПС 110/6 кВ «Водозабор газовиков», ЗРУ-6 кВ, ввод № 2 6 кВ, яч. № 14	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНИОЛ-6У3 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			актив- ная	1,0	3,0
					реак- тивная	1,9	3,0		

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	43
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности:</p> <p>$\cos\varphi$</p> <p>$\sin\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -10 до +40</p> <p>от +1 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>СЭТ-4ТМ.03 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Альфа А1800 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 31857-06)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>ПСЧ-4ТМ.05М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36355-07)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Меркурий 230 ART (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 23345-07)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 24 35000 2 50000 1
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 4 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике.

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и УСПД;

пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчика электрической энергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

сервера.

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчика электрической энергии;

УСПД;

сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	20
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	39
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	18
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТС-5.2	6
Трансформаторы напряжения	ЗНИОЛ-6У3	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	22
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Меркурий 234 ARTM	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART	8
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	2
Сервер	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.117	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-012-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром ПХГ» Елшанское УПХГ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 19.05.2017 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» от 10.09.2004 г.;

счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;

счетчиков электрической энергии Меркурий 234 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 01.09.2011 г.;

счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.146 РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» от 20.11.2007 г.;

счетчиков электрической энергии Меркурий 230 ART – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.021 РЭ1», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» от 21.05.2007 г. 21.05.2007 г.;

УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

термогигрометр ИВА-6Н-Д: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 46434-11);

миллитесламетр портативный универсальный ТП2У-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);

Мультиметр «Ресурс – ПЭ-5» (2 шт.) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром ПХГ» Елшанское УПХГ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

ИНН: 7736186950

Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11

Телефон (факс): (3532) 68-71-26 ((3532) 68-71-27)

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

Телефон (факс): (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.