

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Пурнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Пурнефтегаз» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя коммуникационный сервер, серверы сбора и хранения данных (серверы СХД), программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», радиочасы, каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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. 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующий УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующий сервер СХД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Коммуникационный сервер собирает данные с серверов СХД, а также может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется от коммуникационного сервера на АРМ ООО «РН-Энерго».

Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы серверов СХД, радиочасы.

Сравнение показаний часов каждого сервера СХД с соответствующими радиочасами осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов серверов производится при расхождении с радиочасами на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами соответствующего сервера СХД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при обнаружении расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов СХД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	AtsImp Exp.exe	ServiceData- Capture.exe	Account.exe	Reports2.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0	1.9	1.9	2
Цифровой идентификатор ПО	441FAA98D1 24CA27E2F6E 6EF74DE310F	A690894B54A 29D9B29D711 A1E0A1C931	B42BD86D02A EEACE89A7A0 14D2982E26	07E588A4636 97A9229B4A 4E02385BD54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки изме- рений	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допус- каемой основ- ной относитель- ной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Тарасовская, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Снежная-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ Тарасовская, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Дорофеев- ская-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	ПС 110 кВ Тарасовская, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Дорофеев- ская-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
4	ПС 110 кВ Тарасовская, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Снежная-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Светлая, ЗРУ-6 кВ Светлая, 1СШ 6 кВ, яч.5	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
6	ПС 110 кВ Светлая, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-96 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,6
7	ПС 110 кВ Светлая, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-96 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G4	Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,6
8	ПС 110 кВ Светлая, ЗРУ-6 кВ Светлая, 2СШ 6 кВ, яч.13	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
9	ПС 110 кВ Победа, РУ- 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Губкин- ская -1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ Победа, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Губкинская -2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	НР ProLiant ML350 G5 НР ProLiant DL380 G4 МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
11	ПС 110 кВ Комсомольская, ОРУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сорочинская-1	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 17555-98 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	НР ProLiant ML350 G5	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
12	ПС 110 кВ Комсомольская, ЗРУ-6 кВ Подстанционное, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	НР ProLiant DL380 G5 МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	Активная Реактивная	0,9 1,9	2,9 4,6
13	ПС 110 кВ Комсомольская, ЗРУ-6 кВ Подстанционное, 1СШ 6 кВ, яч.3	ТШЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 67629-17 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	НР ProLiant DL380 G5 МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110 кВ Комсомольская, ОРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сорочинская-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLiant ML350 G5 HP ProLiant DL380 G5 МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
15	ПС 110 кВ Комсомольская, ЗРУ-6 кВ Подстанционное, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		Активная	0,9	2,9
							Реактивная	1,9	4,6
16	ПС 110 кВ Комсомольская, ЗРУ-6 кВ Подстанционное, 2СШ 6 кВ, яч.4	ТШЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 67629-17 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	Активная	1,1	3,0	
						Реактивная	2,3	4,7	
17	ПС 110 кВ Новопурпейская, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Коцубенковская -1	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 26417-06 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	Активная	1,1	3,0	
						Реактивная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ПС 110 кВ Новопурпей- ская, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Кутыгинская -1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
19	ПС 110 кВ Новопурпей- ская, ЗРУ-6 кВ КНС-5 1СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5 HP ProLi- ant DL380 G5	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
20	ПС 110 кВ Новопурпей- ская, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Коцубенков- ская -2	ТФЗМ 35Б-IV1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 26419-04 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
21	ПС 110 кВ Новопурпей- ская, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Кутыгинская -2	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110 кВ Новопурпей- ская, ЗРУ-6 кВ КНС-5 2СШ 6 кВ, яч.17	ТОЛ-10-IM Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 36307-07 Фаза: А	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,1	3,0
		ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фаза: С					Реак- тивная	2,3	4,7
23	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пурпейская-1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0
		ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 26417-06 Фазы: А; С					Реак- тивная	2,3	4,7
24	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ ЦПС-1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,1	3,0
		ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С					Реак- тивная	2,3	4,7
25	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сергеевская- 1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
		ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С					Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	ПС 110 кВ Барсуковская, ЗРУ-6 кВ КНС-7, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,6
27	ПС 110 кВ Барсуковская, ЗРУ-6 кВ КНС-7 1СШ 6 кВ, яч.5	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
28	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пурпейская-2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
29	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сергеевская- 2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
30	ПС 110 кВ Барсуковская, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ ЦПС-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	ПС 110 кВ Барсуковская, ЗРУ-6 кВ КНС-7 2СШ 6 кВ, яч.24	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,1	3,0
						HP ProLi- ant DL380 G5	Реак- тивная	2,3	4,7
32	ПС 110 кВ Барсуковская, ЗРУ-6 кВ КНС-7, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,6
33	ПС 110 кВ Майская, РУ- 35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Промы- словая-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
34	ПС 110 кВ Майская, РУ- 35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Промы- словая-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G4	Актив- ная	1,1	3,0
						МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Реак- тивная	2,3	4,7
35	ПС 110 кВ Мара-Яха, РУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Восточная-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ПС 110 кВ Мара-Яха, РУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Наумовская-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
37	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-2 6 кВ КНС-12Б 1СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
38	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-2 6 кВ КНС-12Б, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G4 МИР РЧ- 02	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
39	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-1 6 кВ КНС-12 1СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
40	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-1 6 кВ КНС-12, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
41	ПС 110 кВ Мара-Яха, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Восточная-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная	1,1	3,0	
							Реак- тивная	2,3	4,7	
42	ПС 110 кВ Мара-Яха, РУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Наумовская-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7	
43	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-2 6 кВ КНС-12Б 2СШ 6 кВ, яч.13	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		HP ProLi- ant DL380 G4	Актив- ная	1,0	2,9
						МИР РЧ- 02	Реак- тивная	2,0	4,6	
44	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-2 6 кВ КНС-12Б, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	Рег. № 46656-11	Актив- ная	1,0	2,9	
							Реак- тивная	2,0	4,6	
45	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-1 6 кВ КНС-12 2СШ 6 кВ, яч.13	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00		Актив- ная	1,0	2,9	
							Реак- тивная	2,0	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ПС 110 кВ Мара-Яха, ЗРУ-1 6 кВ КНС-12, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5 HP ProLi- ant DL380 G4 МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
47	ПС 110 кВ Комсомоль- ская, ОРУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Грозоя-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant ML350 G5	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
48	ПС 110 кВ Комсомоль- ская, ОРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Грозоя-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	HP ProLi- ant DL380 G5 МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
49	ПС 110 кВ Ямальская, ввод 110 кВ 1Т	ТВГ-110 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08	HP ProLi- ant DL380 G5 МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ПС 110 кВ Ямальская, ввод 110 кВ 2Т	ТВГ-110 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08	HP ProLi- ant ML350 G5 HP ProLi- ant DL380 G5 МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.									

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 13, 16, 23, 25, 28, 29, 49, 50 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, радиочасов на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	50
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 13, 16, 23, 25, 28, 29, 49, 50</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 13, 16, 23, 25, 28, 29, 49, 50</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 0 до +30</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для Омь-40:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для МИР УСПД-01:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для радиочасов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>82500</p> <p>1</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>70536</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для 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</p> <p>для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в сервере и УСПД;
пропадание и восстановление связи с УСПД и счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
серверов.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза 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, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	32
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-35-III	4
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-IV1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-IM	1
Трансформаторы тока наружной установки	ТОЛ-НТЗ-35-IV	8
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	20
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	26
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	24
Контроллеры	Омь-40	8
Устройства сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	1
Радиочасы	МИР РЧ-02	2
Сервер сбора и хранения данных	HP ProLiant DL380 G5	1
Сервер сбора и хранения данных	HP ProLiant DL380 G4	1
Коммуникационный сервер	HP ProLiant ML350 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-262-2020	1
Формуляр	РН.770652.002.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-262-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Пурнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 26.06.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Пурнефтегаз», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Пурнефтегаз»

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

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143402, Московская обл., г. Красногорск, ул. Международная, д. 14, секция 5-001

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.