

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харампурнефтегаз» (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 сервер сбора и хранения данных (сервер) с программным комплексом (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 соответствующие 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 передается при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, 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.

Также сервер 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 сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется от 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 ОРЭ 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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

Сравнение показаний часов сервера с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенными к нему радиочасами) осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с радиочасами на величину более ± 1 с.

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами 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 сервера 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	ServiceDataCa pture.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	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ Радиочасы	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Южная-1	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-36-65 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 DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Таежная-1	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-36-65 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		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18, 1СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; В; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
4	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	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

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Южная-2	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-36-65 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 DL380 G5 МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,7
6	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Таежная-2	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-36-65 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		Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,7
7	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18 2СШ 6 кВ, яч.13	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; В; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	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
8	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	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
9	ПС 110 кВ Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пионерская-1	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 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
10	ПС 110 кВ Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Волжская 1	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 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
11	ПС 110 кВ Харам-пурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16 1СШ 6 кВ, яч.13	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-82 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	НР ProLiant DL380 G5 МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04	Актив-ная	1,0	2,9
							Реак-тивная	2,0	4,6
12	ПС 110 кВ Харам-пурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-82 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
13	ПС 110 кВ Харам-пурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пионерская-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 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
14	ПС 110 кВ Харам-пурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Волжская 2	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 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
15	ПС 110 кВ Харам-пурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16 2СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А ТВЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: 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
16	ПС 110 кВ Харам-пурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-82 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 ProLiant DL380 G5 МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
		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 указана для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9, 10, 14 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. Допускается замена сервера 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	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9, 10, 14 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9, 10, 14 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для радиочасов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 55000 2 55000 2 70536 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность 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:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

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	ТОЛ-35 III-IV	8
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	15
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-36-65	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Контроллеры	Омь-40	2
Радиочасы	МИР РЧ-01	1
Сервер	HP ProLiant DL380 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-233-2020	1
Формуляр	РН.770652.001.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-233-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харампурнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.02.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с методиками поверки 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 «Харампурнефтегаз», свидетельство об аттестации № 266/RA.RU.312078/2020.

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

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.