

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» декабря 2023 г. № 2756

Регистрационный № 90831-23

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харампурнефтегаз» 2023

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харампурнефтегаз» 2023 (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 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 утвержденного типа, 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 ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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 сервера и радиочасы. Радиочасы обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с радиочасами осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится в независимости от величины расхождения.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится в независимости от величины расхождения показаний часов УСПД и часов сервера.

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 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Харампурнефтегаз» 2023 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» от непреднамеренных и

преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» указана в таблице 1.

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	не ниже 3.0	не ниже 1.9	не ниже 1.9	не ниже 2
Цифровой идентификатор ПО	4D7353675670 25C12E4E83F CC9181AF5	A690894B54A 29D9B29D711 A1E0A1C931	B42BD86D02 AEEACE89A7 A014D2982E2 6	07E588A46369 7A9229B4A4E0 2385BD54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ Радиочасы	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной погрешности и ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16 1СШ 6 кВ, яч. 13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		Сервер ООО «Харампур нефтегаз»	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16 2СШ 6 кВ, яч. 4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 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	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
3	ПС 110 кВ Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-16, ввод 6 кВ ТСН-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

4	ПС 110 кВ Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС- 16, ввод 6 кВ ТСН-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	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			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
6	ПС 110 кВ Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пионерская-1	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03 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	Сервер ООО «Харамп урнефтег аз»	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
7	ПС 110 кВ Харампурская, 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. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
8	ПС 110 кВ Харампурская, 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. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18 1СШ 6 кВ, яч. 4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
10	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18 2СШ 6 кВ, яч. 13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
11	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18, ввод 6 кВ ТСН-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		Сервер ООО	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
12	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ЗРУ-6 кВ КНС-18, ввод 6 кВ ТСН-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Омь-40 Рег. № 19815-00	«Харампурнефтегаз»	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
13	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Таежная-1	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Южная-1	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
15	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Таежная-2	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
16	ПС 110 кВ Южно-Харампурская, ОРУ-35 кВ 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Южная-2	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 34016-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Омь-40 Рег. № 19815-00	Сервер ООО «Харамп урнефтег аз» МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	Активн ая	1,1	3,0
							Реактив ная	2,3	4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±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 № 8, 13-16 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных – для силы тока 2 % от $I_{ном}$.

Ином; $\cos\varphi = 0,8$ 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
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 8, 13-16</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 8, 13-16</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</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 сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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 +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов 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 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 радиочасов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</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, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД:</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> <p>45</p> <p>5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 счетчиков:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 счетчиков 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III-IV	8
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Контроллеры	Омь-40	2
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер ООО «Харампурнефтегаз»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.182.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Харампурнефтегаз» 2023», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7536125117

Юридический адрес: 629830, Ямало-Ненецкий а. окр., г. Губкинский, тер. Панель 1,
д. 3, производственная база 0028, эт. 2, каб. 9

Телефон: (3493) 64-80-00

E-mail: office@kharampurneftegaz.ru

Изготовитель

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

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 777-47-42

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, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

