

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БТМК» энергообъектов ПНС № 2, № 12, № 1, № 5, РВК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БТМК» энергообъектов ПНС № 2, № 12, № 1, № 5, РВК (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 устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», блок коррекции времени (БКВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, 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 по проводным линиям связи поступает на соответствующий 3G/GPRS терминал и далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация от УСПД поступает через локальную вычислительную сеть (ЛВС) на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

На сервере может быть создана закрытая облачная система VMware.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), 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 формата 80020 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, БКВ, синхронизирующий часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с БКВ осуществляется каждый час. Корректировка часов сервера производится при расхождении с БКВ на величину более $\pm 0,1$ с.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем UTC обеспечивается встроенным ГЛОНАСС/GPS-приемником точного времени. Пределы допускаемой абсолютной погрешности внутренних часов УСПД составляет ± 1 мс.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 2 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) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» 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 «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0.75
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электро энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	БКВ			Границы до- пускаемой основной относитель- ной погреш- ности, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих ус- ловиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС «Восточ- ная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фаза: А	ЗНОЛП-СВЭЛ- 6М Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 67628- 17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	НР ProLiant DL380 Gen8	Актив- ная	1,1	3,0
		ТПЛ-10с Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 29390-10 Фаза: С						Реак- тивная	2,3	4,7
2	ПС «Восточ- ная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 29	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178- 99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,1	3,0
3	ПС «Сирене- вая» 110/10 кВ, РУ-10 кВ, III с.ш. 10 кВ, яч. 307	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094- 87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				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	11
4	ПС «Сиреневая» 110/10 кВ, РУ-10 кВ, IV с.ш. 10 кВ, яч. 407	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив-ная	1,0	2,9
								Реак-тивная	2,0	4,6
5	ГПП 110/6 кВ «Пресс» ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 29	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
6	ГПП 110/6 кВ «Пресс» ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 49	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1850 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP ProLiant DL380 Gen8	Актив-ная	1,3	3,3
		ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 42683-09 Фаза: С						Реак-тивная	2,5	5,2
7	ПС 110/6 кВ «БШЗ», ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
8	ПС 110/6 кВ «БШЗ», ЗРУ-6 кВ, яч. 34	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
9	ПС 110 кВ «АТИ», ЗРУ- 6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	НР ProLiant DL380 Gen8	Актив- ная	1,1	3,0			
										Реак- тивная	2,3	4,7	
10	ПС 110 кВ «АТИ», ЗРУ- 6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 26	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 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							Актив- ная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,7
11	ГСК №833 «Причал»	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18							Актив- ная	1,0	3,2
											Реак- тивная	2,0	5,9
12	ООО «Агро- центр»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная	0,9	2,9			
								Реак- тивная	1,9	4,6			
13	ГСК «Тепло- вик»	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18				Актив- ная	1,0	3,2			
								Реак- тивная	2,0	5,9			
14	ООО «Пали- та», Ввод 1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16				Актив- ная	1,0	3,3			
								Реак- тивная	2,1	5,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	ООО «Палита», Ввод 2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16				Актив- ная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5
16	ОАО НК «Роснефть»	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP ProLiant DL380 Gen8	Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,0	5,9
17	ИП Смирно- ва Е.Ю.	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18				Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,0	5,9
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 №№ 12, 14, 15 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 и БКВ на аналогичные утвержденных типов, а также 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	17
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 12, 14, 15</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 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 №№ 12, 14, 15</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, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД и сервера, °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 +5 до +30</p> <p>от +20 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для БКВ:</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>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>113060</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</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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:
счетчика 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 проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	1
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	8
Трансформаторы тока	ТЛК-10	1
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-6М	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	HP ProLiant DL380 Gen8	1
Методика поверки	МП ЭПР-173-2019	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.201.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-173-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БТМК» энергообъектов ПНС № 2, № 12, № 1, № 5, РВК. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 19.06.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- 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 АО «БТМК» энергообъектов ПНС № 2, № 12, № 1, № 5, РВК, свидетельство об аттестации № 198/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БТМК» энергообъектов ПНС № 2, № 12, № 1, № 5, РВК

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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)

ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: ensys.su

E-mail: post@ensys.su

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.

« ____ » _____ 2019 г.