

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87158-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) со встроенным приемником точного времени и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) №№ 1-11, 14 состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Измерительные каналы №№ 12, 13, 15 состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 12, 13, 15 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК №№ 1-11, 14 цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам связи поступает на верхний уровень системы.

На уровне ИВК системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

Данные хранятся в ИВК. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД/ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД/сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01105.1

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2–3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ/ Сервер
1		2	3	4	5	6
1	КТП 2х630 кВА ТП 10/0,4 кВ №У-1-2 Водовод Курган- Юргамыш, 1 сш 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 64182- 16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
2	КТП 2х630 кВА ТП 10/0,4 кВ №У-1-2 Водовод Курган- Юргамыш, 2 сш 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 64182- 16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
3	ПС 110/35/6кВ «Субханкулово », РУ-6кВ, 1 сек. ш. 6кВ, яч. №21, ф.10-10	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47958- 16	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	1	
4	ПС 110/35/6кВ «Субханкулово », РУ-6кВ, 2 сек.ш. 6кВ, яч. №4, ф.10-04	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47958- 16	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
5	ПС «Телепаново» 110/35/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сш. 6 кВ, яч. №14, ф.38-14	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47958- 16	НТМИА Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 67814-17	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
6	КТП 2х400 кВА ПСП «Уфа» 6/0,4 кВ, 1 сш 0,4кВ, яч. №1, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 75345- 19	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		

Продолжение таблицы 2

	1	2	3	4	5	6
7	КТП 2х400 кВА ПСП «Уфа» 6/0,4 кВ, 2 сш 0,4кВ, яч. №21, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 75345- 19	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
8	ВЛ-10 кВ от яч. №10 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА оп.14А, ПКУЭ- 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
9	ВЛ-10 кВ от яч. №27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА оп.15А, ПКУЭ- 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
10	ВЛ-10 кВ Ф.27 от яч. №27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА, оп.112 Отпайка ВЛ-10 кВ в сторону СНТ «Лабиринт», ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19	-	
11	ВЛ-10 кВ Ф.27 «Нурлино- Восток» от яч.№27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА, оп.22 Отпайка Л-10 кВ, ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
12	ЩСУ-0,4 кВ, ЛПДС «Черкасы-1», 1 сш 0,4 кВ, шкаф №5 панель 1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182- 16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant

Продолжение таблицы 2

	1	2	3	4	5	6
13	ЩСУ-0,4 кВ, ЛПДС «Черкассы-1», 2 сш 0,4 кВ шкаф №10 панель 1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182- 16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ССБ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
14	КТП 2х630 кВА УБКУА НПС «Черкассы-2» 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, яч. №16 «ИП Кочарян»	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 64182- 16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	–	
15	ТП-2 «ПБ Суплав» 6/0,4 кВ, РУ-0.4 кВ, сш-0,4 кВ, яч. №14 QS-14	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182- 16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ССБ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant

Примечания

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Урал» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-2, 6-7, 12-15	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,6
3-4	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,6
5, 8-11	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,7
Пределы допускаемой погрешности ($\pm\Delta$) СОЕВ АИИС КУЭ, с		5	
<p>Примечания</p> <p>1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C для ИК № 1-15, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95</p>			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\phi$ – температура окружающей среды, °С 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от – 45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счётчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 для счётчика Меркурий 234 ARTM – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ЭКОМ-3000:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ССВ-1Г:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер HP ProLiant:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч 	<p>220000</p> <p>320000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>15000</p> <p>2</p> <p>261163</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>45</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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

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.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	18
Трансформатор тока	ТПОЛ	6
Трансформатор тока	ТПЛ	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИА	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	4
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant	2
Паспорт-Формуляр	НОВА.2021.АСКУЭ.01105 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть–Урал»
(АО «Транснефть–Урал»)
ИНН 0278039018
Адрес: 450008, г. Уфа, ул. Крупской, 10
Телефон: +7 (347) 279-25-25
Факс: +7 (347) 272-96-44
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть–Урал»
(АО «Транснефть–Урал»)
ИНН 0278039018
Адрес: 450008, г. Уфа, ул. Крупской, 10
Телефон: +7 (347) 279-25-25
Факс: +7 (347) 272-96-44
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

