

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1560

Регистрационный № 92498-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ Нарва

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (далее – АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ Нарва (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (далее – ЦСОД) Исполнительного аппарата (далее – ИА), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1173. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 330 кВ Нарва, ОРУ 330 кВ, яч. 3, КВЛ 330 кВ Копорская - Нарва	LRBT-363 Кл.т. 0,2S Ктт 3000/1 Рег. № 90334-23	JDQXF-330 Кл.т. 0,2 Ктн 330000:√3/100:√3 Рег. № 90335-23	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ПС 330 кВ Нарва, ОРУ 330 кВ, яч. 9, КВЛ 330 кВ Кенгисепская - Нарва №1, В321	LRBT-363 Кл.т. 0,2S Ктт 3000/1 Рег. № 90334-23	JDQXF-330 Кл.т. 0,2 Ктн 330000:√3/100:√3 Рег. № 90335-23	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
3	ПС 330 кВ Нарва, ОРУ 330 кВ, яч. 11, КВЛ 330 кВ Кенгисепская - Нарва №2, В332	LRBT-363 Кл.т. 0,2S Ктт 3000/1 Рег. № 90334-23	JDQXF-330 Кл.т. 0,2 Ктн 330000:√3/100:√3 Рег. № 90335-23	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 1, КЛ 110 кВ Нарва - РП 110 кВ №1	LRBT Кл.т. 0,2S Ктт 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	СТВ-01 Рег. № 49933-12
5	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 2, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-1 №1	LRBT Кл.т. 0,2S Ктт 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
6	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 3, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-1 №2	LRBT Кл.т. 0,2S Ктт 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
7	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 8, КЛ 110 кВ Нарва - РП 110 кВ №2	LRBT Кл.т. 0,2S Ктт 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 9, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-2 №1	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	СТВ-01 Рег. № 49933-12
9	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 10, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-2 №2	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
10	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 13, КЛ 110 кВ Нарва - РП 110 кВ №3	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
11	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 14, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-1 №3	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 15, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-1 №4	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	СТВ-01 Рег. № 49933-12
13	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 20, КЛ 110 кВ Нарва - РП 110 кВ №4	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
14	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 21, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-2 №3	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
15	ПС 330 кВ Нарва, КРУЭ 110 кВ, яч. 22, КЛ 110 кВ Нарва - ГПП-2 №4	LRBT Кл.т. 0,2S КТТ 1200/1 Рег. № 76980-19	JSQ-110 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 76965-19	СТЭМ-300.265SU Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,8	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,3	1,1	1,1	1,1
	0,8	1,7	1,4	1,3	1,3
	0,5	2,4	2,0	1,8	1,8
Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,9	3,7	3,6	3,6
	0,5	3,1	2,9	2,9	2,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos \varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируются от $I_2\%$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц – температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25</p>
<p>Рабочие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц – диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК 	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p> <p>от +5 до +40 от -40 до +70 от -30 до +50 от +18 до +24</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – счетчики электроэнергии СТЭМ-300: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УСПД ЭКОМ-3000: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее – УССВ ИВК - комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее 	<p>220000 72 75000 10000</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, год, не менее – ИВК: <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, год, не менее 	<p>45 45 3 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока встроенные	LRBT-363	9
Трансформаторы тока встроенные	LRBT	36
Трансформаторы напряжения	JDQXF-330	9
Трансформаторы напряжения	JSQ-110	4
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300.265SU	15
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Блок коррекции времени	СТВ-01	1
Специальное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1173 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 330 кВ Нарва», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7(800)200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7(800)200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

