

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «14» февраля 2024 г. № 373

Регистрационный № 91316-24

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление и передача измерительной информации на верхний уровень системы.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежные субъекты, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится по выбору с третьего уровня настоящей системы или через удаленный АРМ энергосбытовой организации.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующими собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков (ИК №№ 1 - 6) со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи с УСПД. При наличии расхождения шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков (ИК №№ 7 - 11) со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД  $\pm 2$  с. и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго».

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС № 14 «Майминская» яч. 1	ТРГ-110 П* 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16  Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС № 14 «Майминская» яч. 4	ТРГ-110 П* 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
3	ПС № 12 «Дмитриевская» ввод на Т-1	ТРГ-110 П* 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
4	ПС № 21 «Чергинская» яч. 3	ТРГ-110 П* 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
5	ПС № 48 «Черно-Ануйская» ввод на Т-1	ТРГ-110 П* 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
6	ПС № 48 «Черно-Ануйская» ввод на Т-2	ТРГ-110 П* 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ-10 кВ Л-14-4 оп. № 174	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05  УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16  Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная  реактивная
8	ВЛ-10 кВ Л-14-4 оп. № 457/31/44	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная  реактивная
9	ВЛ-10 кВ Л-14-25 оп. № 174	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная  реактивная
10	ВЛ-10 кВ Л-20-11 оп. № 117/12	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная  реактивная
11	ВЛ-10 кВ Л-20-14 оп. № 25	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная  реактивная

**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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ( $\pm \delta$ ), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm \delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4; 7 - 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
5; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	3,0	5,4	2,5	3,3	5,6
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ( $\pm \delta$ ), %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm \delta$ ), %			
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1 - 4; 7 - 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,6	4,4		
5; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,8	3,6		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,8	3,6		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	4,1	3,7		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,6	4,4		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более $\pm 5$ с							
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от <math>+5</math> до <math>+40</math> °С.</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p>							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Счетчики:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более <b>УСПД</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <b>Сервер АИИС КУЭ:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <b>УССВ:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 3 70000 24 100000 1 35000 2
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Счетчики:</b> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <b>УСПД:</b> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <b>Сервер АИИС КУЭ:</b> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в УСПД (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТРГ-110 П*	18
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	10
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	15
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	11
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	5



Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	АСВЭ 397.00.000 ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

**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**

Публичное акционерное общество «Россети Сибирь» (ПАО «Россети Сибирь»)

ИНН 2460069527

Юридический адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 144А

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

