

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электроэнергии, включающие в себя средства измерений утвержденных типов:

- трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001: ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) номер в Государственном реестре средств измерений (далее - номер в Госреестре) 3639-73; ВСТ, номер в Госреестре 28930-05; ТШЛ20Б-1, номер в Госреестре 4016-74; ТВ-ЭК, номер в Госреестре 39966-10; ТВТ, номер в Госреестре 3635-06; ТШЛ-35, номер в Госреестре 32610-06; GSR, номер в Госреестре 25477-06; ТФНД-220-1, номер в Госреестре 3694-73; ТФЗМ 220Б-IV, номер в Госреестре 6540-78; ТПШЛ-10, номер в Госреестре 1423-60; ТЛШ-10, номер в Госреестре 11077-03 и 11077-07; ТЛШ, номер в Госреестре 47957-11; КОКС 12/17,5, номер

в Госреестре 36418-07; ТПЛ 20, номер в Госреестре 21254-01; ТВ, номер в Госреестре 19720-00 и 19720-06; ТОЛ-35, номер в Госреестре 21256-07; ТАТ, номер в Госреестре 29838-11; ТРУ4, номер в Госреестре 45424-10; ТПЛ-20-1 номер в Госреестре 21255-08; ТВ-35-VI, номер в Госреестре 3198-89;

- трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001: СРВ 550, номер в Госреестре 15853-06; НКФ-500, номер в Госреестре 3159-72; ЗНОЛ.06., номер в Госреестре 3344-04 и 3344-08; ЗНОМ-20-63, номер в Госреестре 1593-62; ЗНОМ-35-65, номер в Госреестре 912-70; СРВ-245, номер в Госреестре 15853-96; НТМИ-6-66, номер в Госреестре 2611-70; ЗНОЛП, номер в Госреестре 23544-02 и 23544-07, НОМ-6-77, номер в Госреестре 17158-98; ТЈР 4.0, номер в Госреестре 45423-10; ЈDQXF-145ZHW, номер в Госреестре 40246-08; ТЈС 6, номер в Госреестре 36413-07;

- счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, номер в Госреестре 16666-97, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800, номер в Госреестре 31857-11, класса точности 0,2S и 0,5 по активной и реактивной электроэнергии соответственно, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных серии RTU-327 (далее - УСПД), номер в Госреестре 41907-09, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру.

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 и напряжения электрического тока 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера баз данных с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS на основе GPS-приемника, подключенное к УСПД, а также таймеры УСПД, сервера баз данных и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение осуществляется один раз в час, погрешность синхронизации не более 0,01 с. Абсолютная погрешность УСПД при измерении текущего времени не более ± 2 с/сутки при внешней синхронизации не реже 1 раза в час.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера баз данных и счетчиков. Сличение времени сервера баз данных с временем УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени сервера выполняется при достижении расхождения времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в 30 мин, корректировка времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» из состава комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», номер в Госреестре 44595-10, в состав которого входит метрологически значимая часть «ac_metrology.dll». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); класс точности				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		d ₁ , %	d ₂ , %	d ₃ , %	d _{ОСН} , %	d _{РАБ} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ВЛ 500кВ Исеть	ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) 2000/1 Кл. т. 0,5	СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2; НКФ 500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
							±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
2	ВЛ 500кВ Тюмень-1	ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) 2000/1 Кл. т. 0,5	НКФ 500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5; СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
							±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	ВЛ 500кВ Тюмень-2	ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) 2000/1 Кл. т. 0,5	СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2; НКФ 500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
4	ВЛ 500кВ Южная	ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) 2000/1 Кл. т. 0,5	НКФ 500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5; СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
5	ВЛ 500кВ Тагил	ВСТ 2000/1 Кл. т. 0,2S; ТФЗМ 500Б-1У1 (ТФНКД-500-П) 2000/1 Кл. т. 0,5	СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2; НКФ 500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
6	ТГ-1	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
7	ТГ-2	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-20-63 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	ТГ-3	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-20-63 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
9	ТГ-4	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-20-63 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
10	ТГ-5	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ТЈС 6 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
11	ТГ-6	ТШЛ20Б-1 12000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-20-63 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
12	ТГ-7	ТВ-ЭК 20000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,6 ±3,0
13	ТГ-8	ТВ-ЭК 20000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,6 ±3,0
14	ТГ-9	ТШЛ35 10000/5 Кл.т. 0,2	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,4
15	ТГ-10	GSR 18000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,6 ±3,0
16	ВЛ 220 кВ Окунево-1	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17	ВЛ 220 кВ Окунево-2	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
18	ВЛ 220 кВ Анна	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
19	ВЛ 220 кВ Травянская-2	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
20	ВЛ 220 кВ Сирень	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
21	ВЛ 220 кВ Ница	ТФЗМ 220Б- IV 2000/1 Кл.т. 0,5 ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
22	ОВ-220 кВ	ТФНД-220-1 2000/1 Кл.т. 0,5	СРВ-245 220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
23	21 ТР-1РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
24	21 ТР-1РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
25	22 ТР-2РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
26	22 ТР-2РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
27	23 ТР-3РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
28	23 ТР-3РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
29	24 ТР-4РА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
30	24 ТР-4РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
31	25 ТР-5РА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
32	25 ТР-5РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
33	26 ТР-6РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
34	26 ТР-6РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
35	27 ТР-7РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
36	27 ТР-7РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
37	28 ТР-8РА	ТЛШ 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
38	28 ТР-8РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
39	29 ТР-9РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
40	29 ТР-9РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
41	30 ТР-10РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
42	30 ТР-10РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
43	Резервный ввод 1РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
44	Резервный ввод 1РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
45	Резервный ввод 2РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
46	Резервный ввод 2РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
47	Резервный ввод 3РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
48	Резервный ввод ЗРБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
49	Резервный ввод 4РА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
50	Резервный ввод 4РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
51	Резервный ввод 5РА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
52	Резервный ввод 5РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛП 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
53	Резервный ввод 6РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
54	Резервный ввод 6РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
55	Резервный ввод 7РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
56	Резервный ввод 7РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
57	Резервный ввод 8РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
58	Резервный ввод 8РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
59	Резервный ввод 9РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
60	Резервный ввод 9РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
61	Резервный ввод 10РА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
62	Резервный ввод 10РБ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,6
63	1ТР-РА-1	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛП 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная,	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±3,0
						реактивная	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6	±4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
64	1ТР-РБ-1	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛП 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,9
65	2ТР-РА-4	KOKS 12/17,5 3200/5 Кл.т. 0,5	ТЈР 4.0 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
66	2ТР-РБ-4	KOKS 12/17,5 3200/5 Кл.т. 0,5	ТЈР 4.0 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
67	3ТР-РА-5	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
68	3ТР-РБ-5	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
69	ТСЗП бл.6	ТПЛ 20 400/5 Кл.т. 1,0	ЗНОМ-20-63 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,7 ±4,4	±5,6 ±8,6
70	ТВ-7	ТВ 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
71	ТВ-8	ТВТ 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
72	ОРУ-500 кВ, Реактор	ТОЛ-35 600/5 Кл.т. 0,5S	НКФ-500 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5; CPB 550 500000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2	ЕвроАЛФА Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,9	±3,0 ±4,9
73	ПС 110 кВ Пусковая	ТАТ 400/5 Кл.т. 0,2S	JDQXF-145ZHW 110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
74	2 ТР СЗШУ-3	TPU4 2000/5 Кл.т. 0,2S	TJP 4.0 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
75	2 ТР СЗШУ-2	TPU4 2000/5 Кл.т. 0,2S	TJP 4.0 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
76	5 ГТ СЗШУ-1	ТШЛ-20-1 2000/5 Кл.т. 0,2S	TJC 6 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
77	ТВ-5	ТВ-35-VI 300/5 Кл.т. 0.5S	TJC 6 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
78	ТВ-9	ТВ 400/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
79	ТВ-10	ТВ 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 20000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	ЕвроАЛЬФА Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая).

Здесь d_1 - пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

d_2 - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии;

d_3 - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$d_{\text{ОСН}}$ - основная относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности;

$d_{\text{РАБ}}$ - относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности в рабочих условиях;

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{\text{ном}}$; ток (1-1,2) $I_{\text{ном}}$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{\text{ном}}$; ток (0,02-1,2) $I_{\text{ном}}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до $+70^\circ\text{C}$; для счетчиков электроэнергии от минус 40 до $+65^\circ\text{C}$; для УСПД от $+10$ до $+30^\circ\text{C}$, для сервера от $+10$ до $+30^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от 0 до $+40^\circ\text{C}$.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)* при работающей системе коррекции времени ± 5 с.

Параметры надежности применяемых в системе компонентов:

- средняя наработка на отказ счетчиков электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА не менее 50000 ч, счетчиков типа Альфа А1800 не менее 120000 ч;

- срок службы счетчиков электроэнергии не менее 30 лет;

- срок службы УСПД типа RTU-327 не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания 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;

* UTC(SU) - национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. 3.1.15 ГОСТ 8.567-2014).

- журнал УСПД:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчик;
- УСПД;
- сервер.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии составляет 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК - 35 суток (функция автоматизирована); хранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ соответствует паспорту-формуляру 17404049.4252103.003 ФО, в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия». Методика поверки МП 143-264-2016».

Поверка

осуществляется по документу МП 143-264-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия». Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» 30 сентября 2016 г.

Основные средства поверки:

- приемник навигационный МНП-МЗ, номер по Госреестру 38133-08, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ± 100 нс;

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;

- трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчиков электроэнергии типа ЕвроАльфа - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА. Методика поверки», утвержденному «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;

- счетчиков электроэнергии типа Альфа А1800 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП 2203-0042-2006», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г.;

- УСПД RTU-327 - по документу «Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия». Паспорт-формуляр 17404049.4252103.003 ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

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

Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

ИНН 6671156423

Адрес: 6244258, г. Асбест, Свердловская область, п. Рефтинский

Телефон: (34365) 3-33-59

Факс: (34365) 3-23-7, 3-01-63

E-mail: rg.office@enel.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)

620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Тел.350-26-18

E-mail: uniim@uniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 10.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.