

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему, которая состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и системы обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ и ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача участникам ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме элементов ИИК, ИВКЭ и ИВК с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Состав ИИК АИИС КУЭ, характеристики средств измерений (СИ), входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре СИ федерального информационного фонда (ФИФ) по обеспечению единства измерений (ОЕИ)), приведен в таблице 1.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы напряжения и тока, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по присоединению (измерительному каналу).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройство сбора и передачи данных УСПД RTU-325, технические средства организации каналов связи, программное обеспечение.

Третий уровень – комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) для учета электрической энергии Альфа-Центр включает в себя сервер баз данных, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства организации каналов связи, программное обеспечение.

Таблица 1 – Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Генератор 1	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
2	Генератор 2	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
3	Генератор 3	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
4	Генератор 4	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
5	Генератор 5	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-03	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
6	Генератор 6	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 55007-13	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
7	Генератор 7	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
8	Генератор 8	ТШЛ-20-1 (3 шт) К _{ТТ} =12000/5 КТ 0,2S 21255-08	UGE (3 шт) К _{ТН} =20000/100 КТ 0,2 25475-11	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
9	Генератор 9А	ТШВ24 (3 шт) К _{тт} =24000/5 КТ 0,5 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 (3 шт) К _{тн} =20000/100 КТ 0,5 8961-82	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
10	Генератор 9Б	ТШВ24 (3 шт) К _{тт} =24000/5 КТ 0,5 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 (3 шт) К _{тн} =20000/100 КТ 0,5 8961-82	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
11	ВЛ-500 Костромская ГРЭС - Загорская ГАЭС	ТФЗМ 500Б (3 шт) К _{тт} =2000/1 КТ 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) К _{тн} =500000/100 КТ 0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
12	ВЛ-500 Костромская ГРЭС- Костромская АЭС	ТФЗМ 500Б (3 шт) К _{тт} =2000/1 КТ 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) К _{тн} =500000/100 КТ 0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
13	ВЛ-500 Костромская ГРЭС- Луч	ТГФ-500 II (3 шт) К _{тт} =2000/1 КТ 0,2S 35872-07	НКФ-М (6 шт) К _{тн} =500000/100 КТ 0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
14	ВЛ-500 Костромская ГРЭС- Владимирская	ТФЗМ 500Б (3 шт) К _{тт} =2000/1 КТ 0,2S 26546-04	НКФ-М (6 шт) К _{тн} =500000/100 КТ 0,2 26454-08	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
15	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Мотордеталь- I цепь	ТВ-ЭК (3 шт) К _{тт} =1000/1 КТ 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) К _{тн} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
16	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Мотордеталь- II цепь	ТВ-ЭК (3 шт) К _{тт} =1000/1 КТ 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) К _{тн} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
17	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Кострома-2	ТВ-ЭК (3 шт) К _{тт} =1000/1 КТ 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) К _{тн} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
18	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Ярославская	ТВ-ЭК (3 шт) К _{ТТ} =1000/1 КТ 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325 37288-08	Альфа- Центр 44595-10
19	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Иваново I цепь	SB 0,8 (3 шт) К _{ТТ} =1000/1 КТ 0,5 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
20	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Иваново II цепь	SB 0,8 (3 шт) К _{ТТ} =1000/1 КТ 0,5 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
21	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Вичуга I цепь	SB 0,8 (3 шт) К _{ТТ} =1000/1 КТ 0,5 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
22	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Вичуга II цепь	SB 0,8 (3 шт) К _{ТТ} =1000/1 КТ 0,5 20951-08	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
23	Выключатель ОШСВ	ТВ-ЭК (3 шт) К _{ТТ} =2000/1 КТ 0,2S 39966-10	НКФ-220-58 (6 шт) К _{ТН} =220000/100 КТ 0,5 14626-00	ЕвроАльфа КТ 0,2S/0,5 16666-97		
24	ВЛ-500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегород- ская	ТФЗМ 500Б (3 шт) 26546-04 К _{ТТ} =2000/1 КЛТ=0,2S	НКФ-М (6 шт) 26454-08 К _{ТН} =500000/100 КЛТ=0,2	Альфа А1800 КТ=0,2S/0,5 31857-11		

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи на третий уровень АИИС КУЭ.

На третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы сервера БД синхронизированы с часами приемника, сличение ежесекундное, расхождение показаний часов не более $\pm 0,1$ с. Сервер осуществляет коррекцию часов УСПД и счетчиков. Сличение часов сервера и УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка часов УСПД выполняется при достижении расхождения показаний часов сервера и УСПД ± 1 с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД один раз в сутки, корректировка часов счетчиков выполняется при достижении расхождения с часами УСПД ± 2 с.

Все действия по синхронизации часов отображаются и записываются в журнале событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа-планировщик опроса и передачи данных
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrserver.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД
Номер версии(идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrc.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620
Другие идентификационные данные (если имеются)	amra.exe

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a
Другие идентификационные данные (если имеются)	cdbora2.dll

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека шифрования пароля счетчиков
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Другие идентификационные данные (если имеются)	Encryptdll.dll

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека сообщений планировщика опросов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные (если имеются)	alphamess.dll

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 8-9, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 8-9.

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$
1-8, 11-14, 24 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 0,5$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 1,4$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,4$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 1,2$
9-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,7$	$\pm 5,3$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$
15-23 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 0,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$

Таблица 9 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\sin \varphi = 0,87$	$\sin \varphi = 0,6$	$\sin \varphi = 0,87$	$\sin \varphi = 0,6$
1-8, 11-14, 24 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,4$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
9-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 2,5$	$\pm 4,4$	$\pm 2,7$	$\pm 4,6$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 1,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,4$
15-23 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$
	$I = 1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$

Нормальные условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С
- относительная влажность воздуха, %
- атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.)
- напряжение питающей сети переменного тока, В
- частота питающей сети переменного тока, Гц
- индукция внешнего магнитного поля, мТл не более

от 21 до 25;
от 65 до 75;
от 84 до 106;
от 215,6 до 224,4;
от 49,5 до 50,5;
0,05.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока, В
- частота питающей сети, Гц
- температура (для ТН и ТТ), °С
- температура (для счетчиков)
- температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С
- индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл

от 198 до 242;
от 49,5 до 50,5;
от минус 30 до 35;
от 15 до 30;
от 15 до 30;
от 0 до 0,5.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические средства, программное обеспечение и документация, представленные в таблицах 10, 11 и 12 соответственно.

Таблица 11 – Технические средства*

№	Наименование	Кол-во
1	Счетчик электроэнергии многофункциональный ЕвроАльфа	23
2	Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	1
3	Трансформатор тока ТГФ-500 II	3
4	Трансформатор тока ТШЛ-20-1	24
5	Трансформатор тока ТШВ24	6
6	Трансформатор тока ТФЗМ 500Б	12
7	Трансформатор тока ТВ-ЭК	15
8	Трансформатор тока встроенные SB 0,8	12
9	Трансформатор напряжения UGE	24
10	Трансформатор напряжения ЗНОМ-24-69У1	6
11	Трансформатор напряжения НКФ-М	6
12	Трансформатор напряжения НКФ-220-58	6
13	Устройство сбора и передачи данных RTU-325	2
14	Комплекс информационно-вычислительный для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР	1
15	Модем GSM модем Siemens TC-35i	1
16	Модем ZyXEL	2

Таблица 12 – Программное обеспечение

№	Наименование	Кол-во
1	ПО «АльфаЦЕНТР»	1

Таблица 13 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Технический проект ИЭН 1947РД-16 ЭСУ	1
2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Паспорт-формуляр ИЭН 1129РД-16.00.ПФ	1
3	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Методика поверки	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63607-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 15 февраля 2016 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0 \%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3 \%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

1 ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

Изготовитель

ОАО «Ивэлектроналадка»

ИНН 3729003630

Адрес: 153032, г.Иваново, ул. Ташкентская, д. 90

Тел. (4932) 230-230, 230-591, 37-44-26; Факс (4932) 29-88-22

E-mail: office@ien.ru; Web-site: www.ien.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Web-site: www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.