



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.162.А № 73872

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ЮТЭК"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 012

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество "Югорская территориальная энергетическая
компания" (АО "ЮТЭК"), г. Ханты-Мансийск, Тюменская обл.

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75017-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП ЭПР-152-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 08 мая 2019 г. № 1067

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035998

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЮТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЮТЭК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер опроса и хранения баз данных (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация от УСПД поступает на модем, далее по каналам связи стандарта GSM (основному или резервному) на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера.

Синхронизация часов УСПД (расположенного на ПС 110 кВ Радужная) с единым координированным временем UTC обеспечивается встроенным GPS приемником точного времени. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД (расположенного на ПС 110 кВ Радужная) составляют $\pm 0,2$ с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД (расположенного на ПС 110 кВ Радужная) осуществляется непрерывно. Корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД (расположенного на ПС 110 кВ Радужная) на величину более ± 2 с.

Предусмотрена возможность настройки синхронизации часов сервера от любого УСПД, входящего в состав АИИС КУЭ.

Сравнение показаний часов УСПД (расположенных на ПС 110 кВ Промзона и ПС 110 кВ Истоминская) с часами сервера осуществляется непрерывно. Корректировка часов УСПД (расположенных на ПС 110 кВ Промзона и ПС 110 кВ Истоминская) производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов соответствующего УСПД на величину более ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5.137.7828
Цифровой идентификатор ПО	4973E17A9E042F71175F81A3038A80B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ «Про- мзона», РУ-35 кВ, яч. 2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	HP Proliant DL360 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
2	ПС 110 кВ «Про- мзона», РУ-35 кВ, яч. 3	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
3	ПС 110 кВ «Про- мзона», РУ-35 кВ, яч. 5	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,1	3,0
		ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: С					Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ «Промзона», РУ-35 кВ, яч. 6	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	HP Proliant DL360 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
5	ПС 110 кВ «Промзона», ЗРУ-10 кВ, Ввод 1Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,5
6	ПС 110 кВ «Промзона», ЗРУ-10 кВ, Ввод 2Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
7	ПС 110 кВ «Радужная», ОРУ-35 кВ, яч. 1	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
8	ПС 110 кВ «Радужная», ОРУ-35 кВ, яч. 2	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6	
9	ПС 110 кВ «Радужная», ОРУ-35 кВ, яч. 3	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ «Радужная», ОРУ-35 кВ, яч. 4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	HP Proliant DL360 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
11	ПС 110 кВ «Радужная», ЗРУ-10 кВ, яч. 101	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
12	ПС 110 кВ «Радужная», ЗРУ-10 кВ, яч. 102	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
13	ПС 110 кВ «Радужная», ЗРУ-10 кВ, яч. 201	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив- ная	1,3	3,3	
						Реак- тивная	2,5	5,7	
14	ПС 110 кВ «Радужная», ЗРУ-10 кВ, яч. 202	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7	
15	ПС 110 кВ «Истоминская», ЗРУ-35 кВ, яч. 1	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110 кВ «Истор-минская», ЗРУ-35 кВ, яч. 2	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	HP Proliant DL360 G5	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
17	ПС 110 кВ «Истор-минская», ЗРУ-35 кВ, яч. 3	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
18	ПС 110 кВ «Истор-минская», ЗРУ-35 кВ, яч. 4	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,1	3,0
						Реак-тивная	2,3	4,6	
19	ПС 110 кВ «Истор-минская», ЗРУ-6 кВ, яч. 104	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив-ная	0,9	1,6	
						Реак-тивная	1,5	3,2	
20	ПС 110 кВ «Истор-минская», ЗРУ-6 кВ, яч. 208	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-09	Актив-ная	0,9	1,6	
						Реак-тивная	1,5	3,2	

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 19, 20 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. А также допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +30 от +18 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 75000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 30 45 10 3,5

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 по электронной почте.

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.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	7
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	1
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Сервер	HP Proliant DL360 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-152-2019	1
Паспорт-формуляр	ЮТЭК.860102.012.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-152-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЮТЭК». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 21.03.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ЮТЭК», свидетельство об аттестации № 172/РА.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЮТЭК»

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

Акционерное общество «Югорская территориальная энергетическая компания» (АО «ЮТЭК»)

ИНН 8601022317

Адрес: 628011, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 52/1

Телефон (факс): (3467) 36-40-04

Web-сайт: www.yutec-hm.ru

E-mail: office@yutec.info

Заявитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания «Восток» (АО «ЭК «Восток»)

ИНН 7705424509

Адрес: 119121, г. Москва, ул. Бурденко, д.22

Телефон: (495) 775-24-97

Web-сайт: www.vostok-electra.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.