

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Регионы-Энерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Регионы-Энерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений и состоит из 70 измерительных каналов (ИК).

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 (ИВК), включающий в себя сервер ООО «Регионы-Энерго» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от 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 GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «Регионы-Энерго». На сервере ООО «Регионы-Энерго» осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер ООО «Регионы-Энерго» может принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Дальнейшая передача информации от сервера ООО «Регионы-Энерго» в АО «АТС» с электронной цифровой подписью ООО «Регионы-Энерго», а также в АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени (или всемирного координированного времени) UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов сервера ООО «Регионы-Энерго» с единым координированным временем обеспечивается устройством синхронизации времени УСВ-3, которое синхронизирует часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Регионы-Энерго» и УСВ-3 происходит при каждом сеансе связи сервер - УСВ-3. Корректировка часов сервера осуществляется при расхождении показаний на величину более ± 1 с.

Также сервер ООО «Регионы-Энерго» имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. В случае выхода из строя УСВ-3 контроль показаний часов сервера осуществляется при каждом сеансе связи с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», но не реже одного раза в сутки, коррекция часов производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера ООО «Регионы-Энерго» происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков 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 программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Устройство синхрони- зации времени	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик				Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП-354 (6/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
2	ТП-354 (6/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
3	ТП-354 (6/0,4кВ) АО «АМК-фарма», Ввод ТСН1-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	Активная	1,1	3,2		
					Реактивная	2,2	5,9		
4	ТП-354 (6/0,4кВ) АО «АМК-фарма», Ввод ТСН2-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	Активная	1,1	3,2		
					Реактивная	2,2	5,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
5	ТП№14-109-1 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,3		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
6	ТП№14-109-1 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12					Актив- ная	1,0	3,3
									Реак- тивная	2,1	5,5
7	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
8	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.18	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
9	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.14	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.13	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
11	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.15	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
12	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.19	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив-ная	1,3	3,3
					Реак-тивная	2,5	5,6		
13	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив-ная	1,3	3,3		
					Реак-тивная	2,5	5,6		
14	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.22	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив-ная	1,3	3,3		
					Реак-тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
16	РП3570(ЦРП-3) 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
17	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив-ная	1,3	3,3
					Реак-тивная	2,5	5,6		
18	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив-ная	1,3	3,3		
					Реак-тивная	2,5	5,6		
19	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив-ная	1,3	3,3		
					Реак-тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
21	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
22	ЦРП-4 6кВ, РУ-6 кВ, яч.14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,3	3,3
					Реак- тивная	2,5	5,6		
23	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,6		
24	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.17	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
25	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.22	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	5,6	
26	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.23	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
27	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6		
28	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		
29	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	РП-242(ЦРП-2) 6кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
31	ТП 7331 (1-2) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 1Т-0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART- 03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
32	ТП 7331 (1-2) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 2Т-0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART- 03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2
					Реак- тивная	2,1	5,5		
33	ТП 7331 (3-4) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 3Т-0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART- 03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная	1,0	3,2		
					Реак- тивная	2,1	5,5		
34	ТП 7331 (3-4) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 4Т-0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART- 03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная	1,0	3,2		
					Реак- тивная	2,1	5,5		
35	ПС 110 кВ №181 «Вес- на-2» (110/10/10 кВ), РУ-10 кВ, яч. №6	ТОЛ-СЭЦ-10 Кл.т. 0,5S 500/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ПС 110 кВ №181 «Весна-2» (110/10/10 кВ), РУ-10 кВ, яч. №37	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 500/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
37	ТП-42 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 2С-0,4 кВ	ТСН-12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	0,7	2,1
							Реак- тивная	1,3	3,9
38	ТП-42 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 1С-0,4 кВ	ТСН-12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	0,7	2,1
							Реак- тивная	1,3	3,9
39	ТП-14076 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 1С-0,4 кВ	СТ6 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 49676-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
40	ТП-14076 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 2С-0,4 кВ	СТ6 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 49676-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	НРЕ DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
41	РП-600 10кВ, РУ-10 кВ, секция А 10 кВ, яч.4, Ввод №1 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	РП-600 10кВ, РУ-10 кВ, секция Б 10 кВ, яч. 12, Ввод №2 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
43	ГРЩ-1 0,4 кВ ООО «ТРК- Петербург», Ввод-1 0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
44	ГРЩ-1 0,4 кВ ООО «ТРК- Петербург», Ввод-2 0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
45	ГРЩ-2 0,4 кВ ООО «ТРК- Петербург», Ввод-1 0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
46	ГРЩ-2 0,4 кВ ООО «ТРК- Петербург», Ввод-2 0,4 кВ	СТ12 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	HPЕ DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
47	РП-32 (10/0,4) кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
48	РП-32 (10/0,4) кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.L2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
49	РП-32 (10/0,4) кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 3-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.L2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11					Актив- ная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5	
50	РП-32 (10/0,4) кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 4-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.L2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3		
							Реак- тивная	2,1	5,5		
51	Ввод ЩР- 0,4 кВ Базовой станции сотовой связи ПАО «Мегафон»	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 РВ.G Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,1	3,2		
							Реак- тивная	2,2	5,9		
52	КТП-966 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,3		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
53	КТП-966 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,0	3,3		
							Реак- тивная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
54	КТП-966 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод ТСН1-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,9
55	КТП-966 (10/0,4 кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод ТСН2-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,9
56	КТП-10/0,4 кВ ООО «АМК-Енисей», РУ-0,4 кВ, Ввод-1Т-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
57	КТП-10/0,4 кВ ООО «АМК-Енисей», РУ-0,4 кВ, Ввод-2Т-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
58	ТП-10/0,4 кВ «В» ИП Валивецкий Д.Н., Ввод СШ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.04 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,9
59	КТП-134-10-1 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод-Т1-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
60	КТП-134-10-1 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод-Т2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
61	КТПН-1 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод-Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
62	КТПН-2 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод-Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
63	ТП ТРК «Лапландия» (10/0,4кВ) АО «АМК- фарма», РУ-10 кВ, Ввод Яч. №7 10 кВ	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
64	ТП ТРК «Лапландия» (10/0,4кВ) АО «АМК- фарма», РУ-10 кВ, Ввод Яч. №8 10 кВ	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	НРЕ DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
65	ТП-279 (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т1-0,4 кВ	ТТИ-100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
66	ТП-279 (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т2-0,4 кВ	ТТИ-100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
67	ТП ТЦ (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т1-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
68	ТП ТЦ (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод Т2-0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
69	ТП ТЦ (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод ТСН11-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,9
70	ТП ТЦ (10/0,4кВ) АО «АМК-фарма», РУ-0,4 кВ, Ввод ТСН21-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	HPE DL60 Gen9	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,9
Погрешность СОЕВ не превышает ± 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 для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 35-38, 47-50, 52, 53, 56, 57, 59-62, 65-68 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК - для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 31819.23-2012.

5 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 УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа. 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	70
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 35-38, 47-50, 52, 53, 56, 57, 59-62, 65-68</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 35-38, 47-50, 52, 53, 56, 57, 59-62, 65-68</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от +10 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭБ-1ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 230:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08), ПСЧ-3ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-3:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>103700</p> <p>0,5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типов СЭБ-1ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-3ТМ.05М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типов Меркурий 230, Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>12</p> <p>113</p> <p>10</p> <p>170</p> <p>10</p> <p>180</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
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;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора 30 мин (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.
1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	42
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	40
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	СТ12	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	4
Трансформаторы тока	ТСН-12	6
Трансформаторы тока	СТ6	6
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66-I	12
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10У3	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02М	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	10
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP DL60 Gen9	1
Методика поверки	МП ЭПР-059-2018	1
Формуляр	05738087.4811.001.ЭД.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-059-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Регионы-Энерго». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 08.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- 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);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 эксплуатационном документе.

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

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

Общество с ограниченной ответственностью «Регионы-Энерго» (ООО «Регионы-Энерго»)
ИНН 5024170498
Адрес: 143405, Московская обл., г. Красногорск, ул. Знаменская, д. 5
Телефон: (495) 790-71-65
Web-сайт: www.regionsenergo.ru
E-mail: info@regionsenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.