

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК» (ХК, СДК, ВЦЗ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК» (ХК, СДК, ВЦЗ) (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, двухуровневую 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 (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (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 соответствующий GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется дальнейшая 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.

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 TCP/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 и часы сервера. СОЕВ 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 NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится автоматически при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика 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 15.07
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	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
2	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №11	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
3	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №17	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Актив- ная	1,3	3,4	
					Реак- тивная	2,5	5,9	
4	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №31	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Актив- ная	1,3	3,4	
					Реак- тивная	2,5	5,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-6кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф №1 от ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ»	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А, С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 50058-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
6	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №1, яч. №2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 50058-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
7	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №1, яч. №4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 50058-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
8	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №2, яч. №14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 50058-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
9	ПС 35/10 кВ «Кайдаково», КРУН-10 кВ, 1 сек 10 кВ, яч. №1001	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А, С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
10	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ «Гаражи»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51516-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Актив- ная	1,0	3,3	
					Реак- тивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1414	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51516-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив- ная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,8
12	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1408	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51516-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,8
13	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1403	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 51516-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,8
14	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону ж.д. по ул. Молодёжная и ул. Садовая	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51516-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,8
15	ПС 35кВ Хром- цово, РУ-6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч. №2	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22192-01 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ПС 35кВ Хромцово, РУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
17	ПС 35кВ Хромцово, РУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №24	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
18	ПС 35кВ Хромцово, РУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №23	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
19	ПС 35кВ Хромцово, РУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №26	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9
20	ТП-3 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-1	ТНЩЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Актив- ная	1,0	3,3	
					Реак- тивная	2,1	5,8	
21	ТП-3 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-2	ТНЩЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Актив- ная	1,0	3,3	
					Реак- тивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	ТП-1 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-1	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив-ная	1,0	3,3
						Реак-тивная	2,1	5,8
23	ТП-1 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-2	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив-ная	1,0	3,3
						Реак-тивная	2,1	5,8
24	ТП-2 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-1	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив-ная	1,0	3,3
						Реак-тивная	2,1	5,8
25	ТП-2 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-2	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив-ная	1,0	3,3
						Реак-тивная	2,1	5,8
26	ВРУ-0,4 кВ Станция БХО (Строение 1)	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Актив-ная	1,0	3,3	
					Реак-тивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ВРУ-0,4 кВ Станция БХО (Строение 2)	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А, В	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	Актив- ная	1,0	3,3
		ТТН-Ш Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 41260-09 Фазы: С				Реак- тивная	2,1	5,8
28	ПС 35/6 кВ «Хромцово», РУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №13	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Актив- ная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,9

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 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 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
Количество ИК	28
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +35 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5

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); 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.
1	2	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	18
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока классов точности 0,5; 0,5S; 1,0	Т-0,66	15
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ-0,66	18
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	5
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТН-Ш	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	19
Сервер	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Методика поверки	МП ЭПР-095-2018	1
Паспорт-формуляр	ТЛДК.411711.059.ЭД.Ф О	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-095-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК» (ХК, СДК, ВЦЗ). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 10.08.2018 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 «ННК» (ХК, СДК, ВЦЗ)», свидетельство об аттестации № 111/RA.RU.312078/2018.

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

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 «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)
ИНН: 7710430593
Адрес: 119136, г. Москва, 3-й Сетуньский проезд, д. 10
Юридический адрес: 119296, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64А
Телефон (факс): (495) 380-37-70
Web-сайт: tsenergo.ru
E-mail: chis@tsenergo.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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.