

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» (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), включающий в себя сервер ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» на базе виртуальной машины VMware, сервер филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону», 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.

Также существует возможность опроса счетчиков сервером филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», на котором 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. Далее информация в виде xml-файлов формата 80020 поступает на сервер ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» по каналу связи сети Internet.

Сервер ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов формата 80020 от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта 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 соотношены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы серверов. 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. Сличение часов сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» и сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» 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 ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» осуществляется каждую секунду, коррекция часов сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» осуществляется каждую секунду, коррекция часов сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» на величину более ± 1 с.

В случае опроса счетчиков сервером филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» сравнение показаний часов счетчиков с часами данного сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» на величину более ± 1 с.

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 таблицах 1а и 1б.

Таблица 1а – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1б – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
Идентификационное наименование ПО	Am-rserver.exe	Amrc.exe	Amra.exe	Cdbora2.dll	Alphamess.dll	ACTask-Manager.exe	Center.Modules.XML.dll	XMLViewer.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5.05.01							
Цифровой идентификатор ПО	1edc36b87c d0c1415a6e 2e5118520e 65	aa293e52b2 c8da6d688a e58a4a8c75 0d	2ada31a8de e0d87b70be caa269e9f4 d2	32f0d6904c 39f9f48936 d1bb9822ec 83	b8c331abb5e3 4444170eee93 17d635cd	93cbd266a1b fcc119090e0 0786c9a752	2d2008f7c78 297ce72de3b 6221f1a230	dd50c7577885 165f61196e23 ccdda101
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5							

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точ- ки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основ- ной относитель- ной погрешности, (±δ) %	Границы допускае- мой относитель- ной погрешности в ра- бочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Жуков- ская, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Котель- никово – Жуков- ская	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
2	ПС 110 кВ Жуков- ская, ОРУ 110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	HP ProLiant ML370 G5	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
3	ПС 110 кВ Шеба- линовская, ОРУ 110 кВ, с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Котель- никово - Шебали- новская	TG145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
			НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: В			Реак- тивная	2,3	5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Малая Лучка, с.ш. 10 кВ, ввод-10 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
5	ПС 110 кВ Вербовая, с.ш. 10 кВ, ввод-10 кВ Т-1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
6	ПС 110 кВ Калининская, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	
7	ПС 110 кВ Калининская, ОРУ 110 кВ, СМВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С		А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110 кВ Б-11, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Чернышково	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
9	ПС 110 кВ Б-11, ОРУ 110кВ, ОСШ 110 кВ, ОСМВ	ТФЗМ-110Б-ИУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
10	ПС 110 кВ Облив- ская ПТФ, ОРУ 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-05 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	A1802RLV-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	0,9	1,6
						Реак- тивная	1,5	3,2
11	ПС 110 кВ Облив- ская ПТФ, ОРУ 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-05 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RLV-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	0,9	1,6
					Реак- тивная	1,5	3,2	
12	ПС 110 кВ Облив- ская-1, ОРУ 35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Артемовская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	
13	ПС 110 кВ Облив- ская-1, КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 2, ввод 10 кВ Т-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 110 кВ Облив- ская-1, ТСН-1, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	-	А1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware	Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,9
15	ПС 110 кВ Облив- ская-1, КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 5, ВЛ 10 кВ №5 с-3 Терновой	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	А1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
16	ПС 35 кВ Облив- ская-2, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Облив- ская-2 - Суровики- но	ТОЛ-35 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	HP ProLiant ML370 G5	Актив- ная	0,9	1,6
						Реак- тивная	1,5	3,2
17	ПС 110 кВ Ремонт- ненская, ОРУ-110 кВ, с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Элиста- Западная	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
18	ПС 110 кВ Бого- родская, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, Ввод Т-1 10 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,0	2,9
						Реак- тивная	2,0	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ввод Т-1 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	A1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
20	ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ввод Т-2 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6
21	ПС 110 кВ Заветинская, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Советская	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С ТФЗМ 110Б-1 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 26420-08 Фазы: В	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0
					Реак- тивная	2,3	4,6	
22	ПС 110 кВ Сандатовская, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Виноградная	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	
23	ПС 110 кВ Сандатовская, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Городовиковская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС 35 кВ Первомайская, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Воробьевская	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Активная	1,1	3,0
		Реактивная	2,3	4,6				
25	ПС 35 кВ Краснопартизанская, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ 40 лет ВЛКСМ	ТОЛ-35 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Активная	0,9	1,6
		Реактивная	1,5	3,2				
26	ПС 35 кВ Краснопартизанская, КРУН-10 кВ, с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ 40 лет ВЛКСМ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Активная	1,1	3,0
		Реактивная	2,3	4,6				
27	ПС 35 кВ Чапаевская, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Чапаевская - Яшалта 1,2	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	VMware HP ProLiant ML370 G5	Активная	1,1	3,0
		ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: С				Реактивная	2,3	4,6
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 для ИК №№ 3, 10, 11, 14, 16, 25 указана 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 серверов 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	27
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 3, 10, 11, 14, 16, 25</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</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 $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 3, 10, 11, 14, 16, 25</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</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 филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», °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 +5 до +40</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для серверов:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>180</p> <p>30</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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);
серверах (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 измерительные	ТФЗМ-110Б-IV1	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформаторы тока	TG145N	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	5
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	14
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-110	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	5
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	T-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-I	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	13
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	17
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	27
Сервер ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» на базе виртуальной машины	VMware	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	HP ProLiant ML370 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-119-2018	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.004.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-119-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 30.11.2018 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 ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону», свидетельство об аттестации № 138/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»

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

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Ростов-на-Дону»
(ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»)

ИНН 6168002922

Адрес: 344022, г. Ростов-на-Дону, пер. Журавлева, д. 47

Телефон: (863) 307-73-03

Web-сайт: rostov.tns-e.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.