

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтегаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтегаз» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД-2) RTU-325, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс HP ProLiant ML370 (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), устройство сбора и передачи данных (УСПД-1) RTU-327, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт*ч.

На уровне ИВКЭ УСПД-2 по проводным линиям связи, каналам радиосвязи и GSM считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков. Результаты поступают на вход УСПД-1 уровня ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и хранение измерительной информации.

ИВК, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) через коммутатор опрашивает УСПД-1 уровня ИВК и считывает с него получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных АИИС КУЭ. Далее ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) со встроенным GPS-приемником. В СОЕВ входят: УССВ, счетчики электроэнергии, УСПД-1, УСПД-2, ИВК.

Сравнение показаний часов УСПД-1 от УССВ происходит 1 раз в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД-1 и УССВ на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД-1 с УСПД-2 и ИВК происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов устройств сбора и передачи данных и ИВК на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД-2 происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД-2 на величину более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР» (версия не ниже 15.07.04). 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД-1 / УСПД-2 / УССВ / ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.24	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	RTU-327 Пер. № 41907-09, RTU-325 Пер. № 37288-08, / УССВ-35HVS, / HP ProLiant ML370
2	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.22	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
3	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.3	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
4	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.4	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
5	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.8	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
6	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.9	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
7	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.18	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
8	ПС 110/35/6 кВ "Нижний Одес" ЗРУ-6кВ яч.19	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
9	ПС 35/6 кВ №505 "Нижний Одес" ЗРУ-6 кВ яч.2	АВК-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 47171-11	VSK-I-10b 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 47172-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 35/6 кВ № 505 "Нижний Одес" ТСН ввод 0,23 кВ РУ-0,23 кВ	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Пер. № 40110-08	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	RTU-327 Пер. № 41907-09, RTU-325 Пер. № 37288-08, / УССБ-35HVS, / HP ProLiant ML370
11	ПС 35/6 кВ № 505 "Нижний Одес" ЗРУ-6 кВ яч. 4	АВК-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 47171-11	VSK-I-10b 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 47172-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
12	ПС 35/6 кВ № 505 "Нижний Одес" ЗРУ-6 кВ яч. 5	АВК-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 47171-11	VSK-I-10b 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 47172-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
13	ПС 35/6 кВ №580 "Джъер" ЗРУ-6 кВ 2 С.Ш. яч. 12	ТВЛМ-10 50/5, КТ 0,5S Пер. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
14	ПС 35/6 кВ № 580 "Джъер" ЗРУ-6 кВ 2 С.Ш. яч. 4	ТВЛМ-10 100/5, КТ 0,5S Пер. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
15	ПС 35/6 кВ №580 "Джъер" ЗРУ-6 кВ 1 С.Ш. яч. 1	ТВЛМ-10 50/5, КТ 0,5S Пер. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
16	ПС 35/6 кВ № 580 "Джъер" ЗРУ-6 кВ 1 С.Ш. яч. 3	ТВЛМ-10 50/5, КТ 0,5S Пер. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
17	ПС35/6кВ № 503 "ДНС-2" Т-2 ввод 6кВ ЗРУ-6 кВ	АВК-10А 600/5, КТ 0,5 Пер. № 47171-11	ЗНОЛ-ЭК 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 68841-17	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
18	ПС 35/6кВ № 503 "ДНС-2" ввод 0,23 кВ от ТСН-2	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Пер. № 40110-08	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
19	ПС 35/6кВ № 502 "ГНСП-3" ввод 6 кВ ЗРУ-6 кВ	IMZ 10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 16048-04	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 35/6кВ № 502 "ГНСП-3" ТСН ВВОД 0,23 кВ РУ- 0,23 кВ	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 40110-08	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	RTU-327 Рег. № 41907-09, RTU-325 Рег. № 37288-08, / УССБ-35HVS, / HP ProLiant ML370
21	ПС 35/6 кВ № 506 "Расью" ЗРУ- 6 кВ яч. 2 ВВОД 6 кВ	АВК-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 47171-11	VSK-I-10b 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 47172-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
22	ПС 35/6 кВ № 506 "Расью" ТСН ВВОД 0,23 кВ РУ- 0,23 кВ	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 40110-08	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
23	ПС 35/6кВ № 504 "ДНС-3" Т-1 ВВОД 6 кВ ЗРУ-6 кВ	ТЛК-СТ-10- 5(2.1) 600/5, КТ 0,5S Рег. № 58720-14	ЗНОЛ.06-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
24	ПС 35/6кВ № 504 "ДНС-3" ЩСН- 0,4 кВ ЗРУ 6 кВ ТСН яч.3	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 40110-08	-	A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
25	ПС 110/20/10 кВ "Усть-Цильма" ЗРУ-10 кВ яч. 3	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-03	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
26	ПС 110/10 "Щельяюр" ЗРУ- 10 кВ яч. 3	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
27	ВРУ-0,4 кВ (КТП № 59) Промбазы Щель- яюр ЦДНГ-5	Т-0,66 М УЗ/П 200/5, КТ 0,5 Рег. № 50733-12	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
28	ПС 110/10 кВ "Чикшино" ЗРУ- 10 кВ яч. 19	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
29	ПС 110/10 кВ "Чикшино" ЗРУ- 10 кВ яч. 24	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	ПС 110/35/6 кВ "Кыртаель" ОРУ- 110 кВ ввод Т-2 (ВЛ-127)	TG 145N 200/5, КТ 0,2S Пер. № 15651-12	СРВ 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 47179-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	RTU-327 Пер. № 41907-09, RTU-325 Пер. № 37288-08, / УССБ-35HVS, / HP ProLiant ML370
31	ПС 110/35/6 кВ "Кыртаель" ОРУ- 110 кВ ввод Т-1 (ВЛ-128)	TG 145N 200/5, КТ 0,2S Пер. № 15651-12	СРВ 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 47179-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
32	ПС 110/20/10 "Кожва" ОРУ- 110 кВ ВЛ-110 кВ № 129	ТФЗМ-110Б 300/5, КТ 0,5 Пер. № 26422-06	НКФ-110-83У1 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1188-84	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
33	ПС 110/20/10 "Кожва" ОРУ- 110 кВ ВЛ-110 кВ № 130	ТФЗМ-110Б 300/5, КТ 0,5 Пер. № 26422-06	НКФ-110-83У1 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1188-84	A1805RAL-P4G- DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11	
34	ПС 110/10 кВ "Лемью" ЗРУ-10 кВ яч. 6	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 48923-12	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
35	ПС 110/10 кВ "Лемью" ЗРУ-10 кВ яч. 7	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 48923-12	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 11094-87	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
36	ПС 35/10 кВ "Геолог" ЗРУ-10 кВ 1с.ш. 10 кВ яч.19	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Пер. № 48923-12	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
37	ПС 35/10 кВ "Геолог" ЗРУ-10 кВ 2с.ш. 10кВ яч.18	ТВЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
38	ПС 110/35/6 кВ "Северный Савинобор" ОРУ-35 кВ ЛР-35 ВЛ-62	ТФН-35М 100/5, КТ 0,5 Пер. № 3690-73	ЗНОМ 35-65 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 912-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	
39	ПС 110/35/6 кВ "Северный Савинобор" ЗРУ- 6 кВ 1 секция яч. 2	ТЛО-10 600/5, КТ 0,5S Пер. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 68841-17	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
40	ПС 110/35/6 кВ "Северный Савинобор" ЗРУ- 6 кВ 2 секция яч. 12	АВК-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 47171-11	VSK-I-10b 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 47172-11	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	RTU-327 Рег. № 41907-09, RTU-325 Рег. № 37288-08, / YCCB-35HVS, / HP ProLiant ML370
41	ПС 110/35/6 кВ "Пашня" ОРУ-35 кВ ЛР-35 ВЛ-27	ТФНД-35М 200/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ 35-65 35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
42	ПС 110/35/6 кВ "Пашня" ОРУ-35 кВ ЛР-35 ВЛ-31	ТФНД-35М 200/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ 35-65 35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
43	ПС 110/35/6 кВ "Пашня" ЗРУ-6 кВ 1 секция яч. 3	ТЛМ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
44	ПС 110/35/6 кВ "Пашня" ЗРУ-6 кВ 2 секция яч. 19	ТЛМ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
45	ПС 110/35/6 кВ "Северный Савинобор" ВЛ- 35 кВ № 60 Т1	ТФН-35М 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ 35-65 35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-05	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
46	ПС 35/6 кВ "Восточный Савинобор" 6 кВ яч.4 Шердино	ТВЛМ-10 20/5, КТ 0,5S Рег. № 45040-10	ЗНОЛ-ЭК 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 68841-17	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
47	ПС 35/10 кВ Дугово 10 кВ яч.6	ТВЛМ-10 75/5, КТ 0,5S Рег. № 45040-10	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
48	ПС 35/10 кВ Дугово 0,4 кВ ТСН	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,5S Рег. № 40110-08	-	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
49	ТП 35 ОАО «ЛУКОЙЛ- Ухтанефтеперера ботка» 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
50	ТП 35 ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» 6 кВ, яч.24	ТПЛ-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	EA05RL-P1B-4W КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	RTU-327 Рег. № 41907-09, RTU-325 Рег. № 37288-08, / УССВ-35HVS, / HP ProLiant ML370
51	ТП 35 ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» 6 кВ, яч.16	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 38395-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RAL-P4GB-DW-GP-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
52	ТП 35 ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» 6 кВ, яч.19	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 38395-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RAL-P4GB-DW-GP-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1 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.

2 Допускается замена УССВ, УСПД, на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 7-9, 11, 12, 17, 19, 21, 26, 28, 29, 33-38, 40-45	Активная Реактивная	1,3 2,0	3,2 5,2
3-6	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,1 5,1
10, 18, 20, 22, 48	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6
13-16, 23, 25, 39, 46, 47, 49-52	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
24, 27	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,1 5,1
30, 31	Активная Реактивная	0,8 1,3	1,7 3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
32	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,8	4,5

Примечания:
 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$
 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	54
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ЕвроАльфа Альфа А1800 - температура окружающей среды для сервера, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от -40 до +70 от -40 до +65 от -40 до +65 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа Альфа RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее RTU-327 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 50000 525600 120000 100000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
ЕвроАльфа	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин составляет, сут., не менее	336
Альфа А1800	
- графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут., не менее	1200
УСПД:	
RTU-327	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
RTU-325	
- архива коммерческого интервала (по умолчанию) за сутки, дни, не менее	45
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика и УСПД;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

- защита на программном уровне:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	IMZ 10	2
	TG 145N	6
	АВК-10	11
	АВК-10А	2
	Т-0,66 М УЗ/П	3
	ТВЛМ-10	28
	ТЛК-СТ-10-5(2.1)	3
	ТЛМ-10	16
	ТЛО-10	6
	ТОЛ-10	6
	ТОП-0,66	14
	ТПЛ-10	6
	ТФЗМ-110Б	6
	ТФН-35М	4
ТФНД-35М	4	
Трансформатор напряжения	ЗНОМ 35-65	12
	VSK-I-10b	9
	ЗНОЛ.06-6	3
	ЗНОЛ-ЭК	9
	НАМИ-10	2
	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
	НКФ-110-83У1	6
	НТМИ-10-66	8
	НТМИ-6	6
	НТМИ-6-66	2
СРВ 123	6	
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
	A1805RAL-P4GB-DW-GP-4	2
	A1805RAL-P4G-DW-4	1
	A1805RALX-P4GB-DW-3	1
	A1805RALX-P4GB-DW-4	1
EA05RL-P1B-4W	45	
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325	5
	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1
Основной сервер	HP ProLiant ML370	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43-49-7714348389-2018	1
Формуляр	ФО 26.51.43-49-7714348389-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-49-7714348389-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТПП «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 23.11.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15500-12);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ-04 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТПП «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтегаз». МВИ 26.51.43-49-7714348389-2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.