

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2532

Регистрационный № 89080-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии в режиме измерений активной электроэнергии и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру для информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и устройство синхронизации системного времени (УСВ).

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), принимающей сигналы всемирного координированного времени UTC(SU) от спутников глобальных систем позиционирования (Глонасс/GPS). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК. Коррекция часов ИВК проводится при расхождении времени устройства синхронизации времени и ИВК более чем на ± 1 с. Сличение времени УСПД с временем ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении времени более чем на ± 1 с выполняется корректировка часов УСПД.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Он наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор модуля ПО	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
1	Цимлянская ГЭС, Г-1 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
2	Цимлянская ГЭС, Г-2 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
3	Цимлянская ГЭС, Г-3 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
4	Цимлянская ГЭС, Г-4 10,5 кВ	ТПЛ-20 Кл.т. 0,2S 4000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	Цимлянская ГЭС, Г-5 10,5 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
6	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Северный Портал	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
7	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Цимлянская	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	SB 0,8 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.02 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Волгодонская ТЭЦ-1	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
10	Цимлянская ГЭС, КРУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч.№1, КЛ-10 кВ Шлюз	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
11	Цимлянская ГЭС, КРУ 10кВ, II СШ, яч. №19, КЛ-10 кВ Правый берег	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
12	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-1	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
13	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-2	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.02 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	СИ-КОН С70 Пер. № 28822-05 УСВ-2 Пер. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
14	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-4	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
15	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-3	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
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 УСПД и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. 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 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-3, 5	Активная Реактивная	1,6 2,4	1,8 2,6
4	Активная Реактивная	0,9 1,3	1,2 1,6
6-9	Активная Реактивная	0,6 0,9	1,0 1,3
10, 11	Активная Реактивная	1,4 2,1	2,1 3,9
12-15	Активная Реактивная	1,5 2,2	1,6 2,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с			± 5
Примечания: 1) Границы погрешности указаны для $\cos\varphi=0,8$ инд, I = от 20 % $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С в рабочих условиях. 2) Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для УСПД и сервера, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +15 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 1 емк. от -45 до +70 от +5 до +35 от -40 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Счетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: - среднее время наработки на отказ не менее, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 90000 2 70000 2 35000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 45 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

– 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 УСПД:

- параметрирования;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений - не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	12
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	9
Трансформатор тока	ТПЛ-20	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТЛШ-10	9
Трансформатор тока	SB0,8	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.10УЗ	12
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	11
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.02	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
УСПД	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер БД АИИС КУЭ	HP Pro-liant DL380 Gen10	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Формуляр	ВЛСТ 989.00.001 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС, аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г.о. город Ростов-на-Дону,
ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)
ИНН 3015087458
Адрес: 344002, Ростовская обл., г.о. город Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405
Тел.: +7 (963) 210-96-00
E-mail: ecoenergo@lukoil.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»
(ООО «Транснефтьэнерго»)
ИНН 7703552167
Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1
Телефон: +7 (499) 799-86-88
Факс: +7 (499) 799-86-91
E-mail: info@tne.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.