

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" (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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат", автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР".

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 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.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч и Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ, в том числе АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы. В качестве источника синхронизации времени ИВК АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" используется NTP-сервер точного времени ФГУП "ВНИИФТРИ", обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-сервера 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. Сервер периодически сравнивает свое системное время с часами NTP-сервера. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с часами ИВК АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ИВК на величину более ± 2 с 1 раз в сутки.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК 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 ПО "АльфаЦЕНТР", в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО "АльфаЦЕНТР" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `ac_metrology.dll`, идентификационные данные которой представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО "АльфаЦЕНТР", <code>ac_metrology.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	СОЕВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС-30 150/110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, Л-96	ТГ 145 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15651-12	НКФ-110-57 кл. т 0,2 К _{ТН} = 110000 $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 14205-11	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,2	±3,0
						реактивная	±1,9	±5,3
2	ПС-30 150/110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, Л-95	ТГ 145 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15651-12	НКФ-110-57 кл. т 0,2 К _{ТН} = 110000 $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 14205-11	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,0
						реактивная	±1,9	±5,3
3	ПС-30 150/110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, Л-98	ТГ кл. т 0,2 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 30489-09	НКФ-110-57 кл. т 0,2 К _{ТН} = 110000 $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 14205-11	А1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±0,8	±1,9	
					реактивная	±1,3	±4,1	
4	ПС-30 150/110/6 кВ, КРУН-6 кВ, Токопровод ТВ-2	ТПШЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 380-49	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС-30 150/110/6 кВ, КРУН-6 кВ, Токопровод ТВ-1	ТПШЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
6	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 СШ, яч.№43	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
7	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№31	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
8	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№27	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
9	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№23	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
10	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№11	ТПОФ кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
11	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№9	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№7	ТПОФ кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
13	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№12	ТПОФ кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
14	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№18	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
15	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№30	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
16	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№32	ТПШЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
17	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 СШ, яч.№42	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
18	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 СШ, яч.№44	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС-30 150/110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 СШ, яч.№46	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	A1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
20	ПС-37 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№5 Ввод Т-1	ТОЛ-10-ИМ кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 36307-07	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 ЗНОЛПМИ кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07	A-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
21	ПС-37 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№8	ТОЛ-10-И кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 ЗНОЛПМИ кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
22	ПС-37 110/6 кВ, ТСН-1 0,4 кВ	СТ кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 26070-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±1,8	±5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС-37 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№21 Ввод Т-2	ТОЛ-10-ИМ кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 36307-07	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
24	ПС-37 110/6 кВ, ТСН-2 0,4 кВ	СТ кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 26070-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±1,8	±5,6
25	ПС-37 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№11	ТОЛ-10-И кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
26	ПС-37 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№14	ТОЛ-10-И кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
					реактивная	±2,1	±5,7	
27	ПС-37А 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№1 Ввод Т-1	ТВК-10 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
28	ПС-37А 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№19 Ввод Т-2	ТВК-10 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС-68 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№9 Ввод Т-1	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
30	ПС-68 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№20 Ввод Т-2	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
31	ПС-68 110/6 кВ, ТСН-1, 2 АВР-0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	3,1
						реактивная	±1,8	±5,6
32	ПС-16 110/6/1,65/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№6	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
33	ПС-18 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№8	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
34	ПС-18 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№22	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	3,2	
					реактивная	±2,1	5,7	
35	ПС-18 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№10	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	ПС-18 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№9	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	НТР-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
37	ПС-26 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№4	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
38	ПС-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 3 СШ, яч.№45	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
39	ПС-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.№19	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
40	ПС-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№14	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
41	ПС-3 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№15	ТПЛ-10с кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
42	ПС-114 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№1 Ввод Т-1	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А-1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	ПС-114 110/6 кВ, ТСН-0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	NTP-сервер ФГУП "ВНИИФТРИ"	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±1,8	±5,6
44	ПС-114 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№4	ТОЛ-НТЗ кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,3	±3,2
						реактивная	±2,1	±5,7
45	ПС-11 6 кВ РУ-6 кВ яч.№4 КЛ-6 кВ №-71	ТПЛ-НТЗ-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 51678-12	НАЛИ-НТЗ-6 кл. т 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 59814-15	А1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±2,7
					реактивная	±1,4	±4,2	
46	ПС-11 6 кВ РУ-6 кВ яч.№1 КЛ-6 кВ №-72	ТПЛ-НТЗ-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 51678-12	НАЛИ-НТЗ-6 кл. т 0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 08002 Рег. № 59814-15	А1805RLX- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,0	±2,7	
					реактивная	±1,4	±4,2	
47	ПС-9 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч.№9	ТПЛ-НТЗ кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 69608-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 59814-15	А1805RAL- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,3	±3,2	
					реактивная	±2,1	±5,7	
Предел погрешности СОЕВ не превышает ±5 с.								

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть. я часть.

4. ТТ по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 1983-2015, счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

5. В Таблице 2 в графах 8 и 9 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий эксплуатации и при $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 2 (5) % от $I_{ном}$ для рабочих условий эксплуатации, и при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +25 °С.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	47
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц</p>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от -40 до +40 от +21 до +25 от +10 до +25 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц</p>	<p>от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк} от -40 до +40 от +5 до +25 от +10 до +25 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, электросчетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-06, № 31857-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000 2 120000 2</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- защита результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы Формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	TG 145	6 шт.
Трансформаторы тока	TG	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-ИМ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	6 шт.
Трансформаторы тока	СТ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	5 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	5 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМИ	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	20 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	10 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	13 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	4 шт.
Сервер БД	HPE Proliant DL20	1 шт.
Методика поверки	МП 26.51.43-03-3443124794-2018	1 шт.
Паспорт-формуляр	22498673.422231.18/005.ФО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-03-3443124794-2018 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат". Измерительные каналы. Методика поверки", утвержденному ФБУ "Самарский ЦСМ" 16.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторы напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- по МИ 3195-2009. "ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений";
- по МИ 3196-2009. "ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений";
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. №36697-08) - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 04.12.2007 г;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Рег. № 31857-06) - по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 19.05.2006 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) - по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2011 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-04);

- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28134-04);
- мультиметр "Ресурс-ПЭ-5" (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрихкодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" МВИ 26.51.43-03-3443124794-2018, аттестованном в ФБУ "Самарский ЦСМ".

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат"

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

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

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Центр энерготехнологий ТЭС"
(ООО "Центр энерготехнологий ТЭС")

ИНН 3443124794

Адрес: 400117, г. Волгоград, ул. Шекснинская, д. 42, оф. 108

Телефон: 8 (8442) 26-42-38; Факс: 8 (8442) 50-58-95

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение "Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области" (ФБУ Самарский ЦСМ)

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.