

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Чульманская ТЭЦ» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Чульманская ТЭЦ» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на вход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования – ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 1 мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО – высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала				К _{ТТ} ·К _{ЛН} ·К _{СЧ}	УСПД	Метрологические характеристики										
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)		Обозначение, тип				Вид энергии	Основная погрешность ИК ($\pm\delta$), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %								
1	2	3		4		5	6	7	9	10								
1	Чульманская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №3	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 1261-08		A	ТПОЛ-10 У3	18000	АРИС МТ200 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8							
			ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05		A						НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B														
		C																
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{СЧ} = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03													
		2	Чульманская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №5	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 1261-08							A	ТПОЛ-10 У3	18000	АРИС МТ200 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
					ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05						A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
B																		
C																		
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{СЧ} = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03														

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10
3	Чульманская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №6	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	18000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8
				B	ТПОЛ-10 УЗ					
				C	ТПОЛ-10 УЗ					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			Реактивная	2,3	2,8
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
4	Чульманская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №7	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	18000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8
				B	ТПОЛ-10 УЗ					
				C	ТПОЛ-10 УЗ					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			Реактивная	2,3	2,8
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
5	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, II сш.- 110 кВ, яч.З, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 24811-03	A	ТФЗМ 110Б	88000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6
				B	ТФЗМ 110Б					
				C	ТФЗМ 110Б					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			Реактивная	2,2	3,3
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10				
6	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, I ш. -110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-1 УХЛ1	220000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0				
				B	ТВ-110-I-1 УХЛ1									
				C	ТВ-110-I-1 УХЛ1									
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			СЭТ-4ТМ.03.01	Реактивная	2,2	4,2			
				B	НАМИ-110 УХЛ1									
				C	НАМИ-110 УХЛ1									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04											
		7	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, I ш. -110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 61432-15			A	ТОГФ-110Ш-УХЛ1	66000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0
								B	ТОГФ-110Ш-УХЛ1					
C	ТОГФ-110Ш-УХЛ1													
ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/ 100/√3 № 24218-08			A	НАМИ-110 УХЛ1	СЭТ-4ТМ.03.01	Реактивная	2,2	4,2					
				B	НАМИ-110 УХЛ1									
				C	НАМИ-110 УХЛ1									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04													
8	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, II ш. -110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хагымы с отпайками			ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 61432-15	A	ТОГФ-110Ш-УХЛ1	66000	ARIS MT200 рег. № 53992-13			Активная	1,0	5,0
						B	ТОГФ-110Ш-УХЛ1							
		C	ТОГФ-110Ш-УХЛ1											
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/ 100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	СЭТ-4ТМ.03.01	Реактивная			2,2	4,2			
				B	НАМИ-110 УХЛ1									
				C	НАМИ-110 УХЛ1									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10		
9	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, II ш.-35 кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ Чульманская ТЭЦ – Аэропорт №2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 19720-06	A	ТВ-35-II-4-У2	21000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,7		
				B	ТВ-35-II-4-У2							
				C	ТВ-35-II-4-У2							
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1	21000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная		1,2	5,7			
		B	ЗНОЛ-35III УХЛ1									
		C	ЗНОЛ-35III УХЛ1									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		21000		ARIS MT200 рег. № 53992-13		Реактивная	2,5	3,4		
		СЭТ-4ТМ.03.01										
		СЭТ-4ТМ.03.01										
10	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, I ш.-35 кВ, яч.1, ВЛ 35 кВ Чульманская ТЭЦ – Аэропорт №1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 19720-06	A			ТВ-35-II-4-У2	21000	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,7
				B			ТВ-35-II-4-У2					
				C			ТВ-35-II-4-У2					
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1	21000	ARIS MT200 рег. № 53992-13		Активная	1,2		5,7		
		B	ЗНОЛ-35III УХЛ1									
		C	ЗНОЛ-35III УХЛ1									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		21000		ARIS MT200 рег. № 53992-13	Реактивная	2,5		3,4		
		СЭТ-4ТМ.03.01										
		СЭТ-4ТМ.03.01										
11	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, I ш.-6 кВ, яч.5, ВЛ-6 кВ Промбаза	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A			ТОЛ-10-I-2 У2	3600	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
				B			-					
				C			ТОЛ-10-I-2 У2					
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	3600	ARIS MT200 рег. № 53992-13		Активная	1,2		5,1		
		B										
		C										
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		3600		ARIS MT200 рег. № 53992-13	Реактивная	2,5		4,2		
		СЭТ-4ТМ.03.01										
		СЭТ-4ТМ.03.01										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10			
12	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, I шл.-6 кВ, яч.8, ВЛ-6 кВ Западный 1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-И-2 У2	2400	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8			
				B	-								
				C	ТОЛ-10-И-2 У2								
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			СЭТ-4ТМ.03	4800	Активная	1,2	5,1	
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04			3600	Активная	1,2		5,1					
ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-И-2 У2						СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Реактивная	2,5	4,2
		B	-										
		C	ТОЛ-10-И-2 У2										
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Реактивная		2,5	4,2				
		B											
		C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04			3600	Активная	1,2	5,1						
ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-И-2 У2					СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Реактивная	2,5	4,2	
		B	-										
		C	ТОЛ-10-И-2 У2										
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Активная	1,2	5,1					
		B											
		C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04			3600	Активная	1,2	5,1						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10			
15	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, II сш.-6 кВ, яч.14, ВЛ-6 кВ Южный	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	4800	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
				B	-								
				C	ТОЛ-10-І-2 У2								
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Активная	1,2	5,1	
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04					Реактивная		2,5	4,2				
16	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, II сш.-6 кВ, яч.16, ВЛ-6 кВ Заречный	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	3600		ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1		
				B	-								
				C	ТОЛ-10-І-2 У2								
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Активная	1,2	5,1
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04					Реактивная	2,5		4,2				
17	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, II сш.-6 кВ, яч.17, ВЛ-6 кВ ЦАРМ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	3600	ARIS MT200 рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1		
				B	-								
				C	ТОЛ-10-І-2 У2								
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				СЭТ-4ТМ.03.01	3600	Активная	1,2	5,1
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04					Реактивная		2,5	4,2				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	9	10
18	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, II шл.-6 кВ, яч.18, ВЛ-6 кВ Западный 2	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	3600	ARIS MT200 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8
			К _{ТТ} = 300/5	B	-					
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03								
Ксч = 1										
№ 27524-04										
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5	
<p>Примечания</p> <p>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.</p> <p>2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>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.</p> <p>4 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>5 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.</p>										

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -45 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>90000 2 88000 24 35000 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	12 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-І-1 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110Ш-УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-ІІ-4-У2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І-2 У2	16 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	18 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS МТ200	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-054-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.ЧТЭЦ.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-054-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Чульманская ТЭЦ» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 09.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- для УСПД ARIS MT200 – в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;

- термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Чульманская ТЭЦ» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Чульманская ТЭЦ» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»

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

Изготовитель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14, факс: +7 (4212) 26-43-87

Web-сайт: www.dvgk.ru

E-mail: dgk@dvgk.rao-esv.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»
(ООО «РусЭнергоПром»)
ИНН 7725766980
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9
Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78
E-mail: info@rusenprom.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.