

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-Хабаровский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-Хабаровский НПЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД), 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 двух 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. Каждые 30 минут сервер уровня ИВК производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в память сервера, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных.

Сервер базы данных, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос уровня ИИК. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем - втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени УССВ - 2.01 (УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Синхронизация времени сервера происходит каждый час при сеансе связи с УССВ, коррекция производится при расхождении времени более чем на ± 1 с.

Время счетчика синхронизируется от сервера при каждом опросе (каждые 30 минут), коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и сервера более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции.

Программное обеспечение

Программные средства сервера АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) программное обеспечение (ПО), включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД), прикладное ПО «АльфаЦЕНТР» и криптографическое ПО.

Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» является библиотека `ac_metrology.dll`, идентификационные данные которой представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные прикладного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.04
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО <code>ac_metrology.dll</code>	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Защита ПО «АльфаЦЕНТР» и измерительной информации обеспечивается паролями в соответствии с разграничением прав доступа. Средствами защиты данных при передаче являются шифрование данных и электронная цифровая подпись, обеспечиваемые программно-аппаратными средствами криптографической защиты информации.

Уровень защиты - средний, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ				Ктт · Ктн · Ксч	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип		Основная относительная погрешность ИК (±δ), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
									cos φ = 0,87 sin φ = 0,5
1	2	3		4		5	6	7	8
1	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №4, яч.№4 (Ф4 НПЗ)	ТТ	Кт = 0,5S Ктт = 600/5 № 47959-11	A	ТОЛ-10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I				
				C	ТОЛ-10-I				
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
2	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №4, яч.№6 (Ф6 НПЗ)	ТТ	Кт = 0,5S Ктт = 150/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	1800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
3	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №4, яч.№8 (Ф8 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	4800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
4	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №4, яч.№20 (Ф20 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	2400	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
5	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№9 (Ф9 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
6	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№13 (Ф13 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
7	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№15 (Ф15 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 47959-11	A	ТОЛ-10-I	2400	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I				
				C	ТОЛ-10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
8	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№17 (Ф17 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
9	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№27 (Ф27 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
10	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№29 (Ф29 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 47959-11	A	ТОЛ-10-I	2400	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I				
				C	ТОЛ-10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
11	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№39 (Ф39 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
12	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№43 (Ф43 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
13	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №3, яч.№36 (Ф36 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	4800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
14	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №3, яч.№38 (Ф38 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	2400	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
15	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №3, яч.№46 (Ф46 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	1800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
16	ПС «НПЗ» 110/6/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №3, яч.№48 (Ф48 НПЗ)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 47959-11	A	ТОЛ-10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I				
				C	ТОЛ-10-I				
		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 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
17	ПС «ХЭС» 110/35/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№113 (Ф113 (22) ХЭС)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	4800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
18	ПС «ХЭС» 110/35/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №1, яч.№109 (Ф109 (19) ХЭС)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	4800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
19	ПС «ХЭС» 110/35/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№230 (Ф230 (3) ХЭС)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	4800	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
20	ПС «ХЭС» 110/35/6, ЗРУ-6 кВ, СШ №2, яч.№228 (Ф228 (33) ХЭС)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-I	7200	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ 10-I				
				C	ТОЛ 10-I				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							

Окончание таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
21	Отпайка от ВЛ-110 кВ РЦ-НПЗ (С-15), ПС «НПЗ-2» (110/6 кВ), КРУЭ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, яч. 3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 53124-13	A	EXK-CT0	66000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	EXK-CT0				
				C	EXK-CT0				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 41074-09	A	EGK 145-3/VT1				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
22	Отпайка от ВЛ-110 кВ ХТЭЦ-3-НПЗ (С-16), ПС «НПЗ-2» (110/6 кВ), КРУЭ-110 кВ, 2 сш 110 кВ, яч. 5	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 53124-13	A	EXK-CT0	66000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	EXK-CT0				
				C	EXK-CT0				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 41074-09	A	EGK 145-3/VT1				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5		

Примечания

1 В Таблице 2 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, токе ТТ, равном 1 (2) % от $I_{ном}$, и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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 Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25</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 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -40 до +65 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000 2 45000 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВК: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика 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;
 - ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации 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 средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	48 шт.
Трансформаторы тока	ЕХК-СТ0	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	EGK 145-3/VT1	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4G-DW-4	22 шт.
Методика поверки	МП 206.1-015-2018	1 экз.
Паспорт-Формуляр	ТДВ.411711.057 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-015-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-Хабаровский НПЗ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 26.01.2018 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/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...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 Альфа А1800 - осуществляется по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 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 поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-Хабаровский НПЗ», 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) АО «ННК-Хабаровский НПЗ»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская. д. 60 а, оф.1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

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 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.