

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей
- требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств
- АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков;

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (далее по тексту - ИИК ТИ). ИИК ТИ включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс Нововоронежской атомной станции (далее по тексту - ИВК предприятия), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных, автоматизированные рабочие места операторов, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение;

3-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее по тексту - ИВК ОАО «Концерн Росэнергоатом»), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных ОАО «Концерн Росэнергоатом»,

автоматизированные рабочие места операторов (далее по тексту – АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации, ее обработку и хранение.

В качестве сервера предприятия используется промышленный компьютер HP Proliant DL380G5, сервера ОАО «Концерн Росэнергоатом» – промышленный компьютер IBM xSeries 345 8670-M1X. На серверах и АРМ установлено специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту – ПО «АльфаЦЕНТР») производства ООО «Эльстер Метроника».

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

ИВК предприятия автоматически один раз в 30 минут по линиям связи интерфейса RS-485 производит опрос, считывание, обработку, накопление, хранение, отображение измерительной информации счетчиков.

Считанные данные результатов измерений приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных. Также в базу данных заносятся журналы событий счетчиков.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт.

Сервер ИВК ОАО «Концерн Росэнергоатом» автоматически в заданные интервалы времени (30 минут) производит считывание информации из базы данных ИВК предприятия и осуществляет ее дальнейшую обработку, формирование справочных и отчетных документов. Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

Посредством АРМ операторов ОАО «Концерн Росэнергоатом» осуществляется обработка и передача информации коммерческому оператору (далее по тексту – КО) по электронной почте в виде файла формата XML; передача информации в региональные подразделения системного оператора (далее по тексту – СО) и смежным субъектам ОРЭМ с сервера ОАО «Концерн Росэнергоатом» осуществляется в автоматическом режиме.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы счетчиков и часы сервера ИВК предприятия.

Сервер ИВК получает сигналы точного времени от Государственного первичного эталона времени и частоты с использованием группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ», входящих в комплекс технических средств эталона и позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов 10 мс. Синхронизация часов сервера ИВК предприятия происходит непрерывно.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера предприятия происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется один

раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и ИВК предприятия на величину более чем ± 2 с.

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом:

- посредством двухпроводной линии («витая пара»), и далее, через преобразователь по оптоволоконным линиям для передачи данных от ИИК ТИ в ИВК предприятия;
- посредством локальной сети Ethernet для передачи данных от ИВК предприятия в ИВК ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
- посредством глобальной сети Internet для передачи данных от ИВК ОАО «Концерн Росэнергоатом» во внешние системы.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень и состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электрической энергии	
		Тип, № Госреестра	Кл. т.	К _{тр}	Тип, № Госреестра	Кл. т.	К _{тр}	Тип, № Госреестра	Кл. т. акт./реакт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Губкин	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
2	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Латная №1	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	2000/1	НКФ-220-06, Г. р. № 41878-09	0,2	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
3	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ОРУ 220 кВ, СШ 220кВ, яч. 4)	ТФЗМ 220Б-IV, Г. р. № 31548-06	0,2S	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
4	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ОРУ 220 кВ, СШ 220кВ, яч. 2)	ТФНД-220-1, Г. р. № 3694-73	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
5	ОВ-1	ТФНД-220-1, Г. р. № 3694-73	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ОВ-2	ТФНД-220-1, Г. р. № 3694-73, ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 31857-11	0,2S/0,5
7	ВЛ 220 кВ Новая - Южная	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	1000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
8	ВЛ 220 кВ Новая - Кировская	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	1000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
9	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ПС 500 кВ Новая, ОРУ 220Н, СШ 220кВ, яч. 9)	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	1000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
10	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ПС 500 кВ Новая, ОРУ 220Н, СШ 220кВ, яч. 10)	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	1000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	КЛ 220 кВ Донская-Новая №1	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245/2G, Г. р. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
12	КЛ 220 кВ Донская-Новая №2	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245/2G, Г. р. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
13	ОВ-220Н	ТФЗМ 220Б-IV У1, Г. р. № 6540-78	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1, Г. р. № 14626-95	0,5	220000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
14	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550/5G, Г. р. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-500, мод. НКФ-500-78У1 Г. р. № 3159-72	1,0	500000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
			0,2S	2000/1	НКФ-М, мод. НКФ-М-500 IУ1 Г. р. № 26454-08	0,5	500000/√3/100/√3		
15	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550/5G, Г. р. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-500, Г. р. № 3159-72	1,0	500000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5
16	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская № 1	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550/5G, Г. р. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550, Г. р. № 57687-14	0,2	500000/√3/100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RALQV- P4GB-DW-4, Г. р. № 31857-11	0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская № 2	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550/5G, Г. п. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550, Г. п. № 57687-14	0,2	500000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RALQV- P4GB-DW-4, Г. п. № 31857-11	0, 2S/0,5
18	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная 1	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
19	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная 2	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б-1У1 Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
20	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Лиски 1	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
21	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Лиски 2	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
22	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Бобров 1	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
23	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Бобров 2	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0, 2S/0,5
24	ОВ–110	ТФНД-110М, Г. п. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110, мод. НКФ-110 П У1 Г. п. № 26452-06	0,5	110000/√3/1 00/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	ТГ-9	ТШЛ 20, Г. п. № 1837-63	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М, Г. п. № 46277-10	0,5	$15750/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
26	ГСП-9	ТВЛМ-10, Г. п. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6, Г. п. № 380-49	0,5	6000/100	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
27	ТГ-10	ТШЛ 20, Г. п. № 1837-63	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М, Г. п. № 46277-10	0,5	$15750/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
28	ГСП-10	ТВЛМ-10, Г. п. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6, Г. п. № 380-49	0,5	6000/100	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
29	ТГ-11	ТШЛ20Б-1, Г. п. № 4016-74	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М, Г. п. № 46277-10	0,5	$15750/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
30	ГСП-11	ТВЛМ-10, Г. п. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6-66, Г. п. № 2611-70	0,5	6000/100	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
31	ТГ-12	ТШЛ20Б-1, Г. п. № 4016-74	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М, Г. п. № 46277-10	0,2	$15750/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ГСП-12	ТВЛМ-10, Г. п. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6-66, Г. п. № 2611-70	0,5	6000/100	А1802RAL-P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
33	ТГ-13	GSR, мод. GSR 1080/840, Г. п. № 25477-08	0,2S	24000/5	EPR30Z, Г. п. № 33343-06	0,2	20000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5
34	ТГ-14	GSR, мод. GSR 1080/840, Г. п. № 25477-08	0,2S	24000/5	EPR30Z, Г. п. № 33343-06	0,2	20000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL-P4G-DW-4, Г. п. № 31857-11	0,2S/0,5

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL), и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии.

Состав прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения ИВК предприятия и ИВК ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики, включая показатели точности:

Количество измерительных каналов (ИК).....34

Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.....приведены в таблице 3

Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с..... ± 5

Период измерений активной и реактивной средней электрической энергии, минут.....30

Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут.....30

Формирование XML-файла для передачи внешним системам.....автоматическое

Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных.....автоматическое

Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК не менее, лет.....3,5

Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ не менее, суток.....74

Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ.....автоматическое

Рабочие условия применения компонентов ИК:

Температура окружающего воздуха для:

измерительных трансформаторов, размещенных в ЗРУ, °С.....от 0 до 40;

измерительных трансформаторов, размещенных на ОРУ, °С.....от минус 45 до 40;

счетчиков, связующих компонентов, °С.....от 0 до 40;

оборудования ИВК, °С.....от 10 до 35;

частота сети, Гц.....от 49,5 до 50,5;

напряжение сети питания (относительного номинального значения $U_{ном}$), % .от 90 до 110;

Допускаемые значения информативных параметров:

- ток, % от $I_{ном}$ (для ИК № 3, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 33, 34).....от 2 до 120;
 ток, % от $I_{ном}$ (для ИК № 1, 2, 4 – 10, 13, 18 - 32).....от 5 до 120;
 напряжение, % от $U_{ном}$от 90 до 110;
 коэффициент мощности, $\cos j$ 0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\delta_{W_0}^A$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) электрической энергии в рабочих условиях применения

№ ИК	I	2 % от $I_{ном}$				5 % от $I_{ном}$				20 % от $I_{ном}$				100 % от $I_{ном}$, 120 % от $I_{ном}$			
		$\cos j$	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87
16, 17, 33, 34	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	1,8	1,2	1,1	0,9	1,3	0,9	0,8	0,6	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6	0,6	0,5
	$\pm\delta_W^A, \%$	2,0	1,4	1,3	1,2	1,4	1,1	1,1	0,8	1,2	1,0	0,9	0,7	1,2	1,0	0,9	0,7
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,0	2,3	2,5	-	1,9	2,0	2,1	-	1,6	1,7	1,7	-	1,6	1,7	1,7	-
3, 11, 12, 14, 21 - 24	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	2,1	1,3	1,3	1,0	1,7	1,1	1,0	0,8	1,4	0,9	0,8	0,7	1,4	0,9	0,8	0,7
	$\pm\delta_W^A, \%$	2,2	1,5	1,4	1,3	1,8	1,3	1,2	0,9	1,6	1,2	1,1	0,9	1,6	1,2	1,1	0,9
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,1	2,4	2,7	-	1,9	2,2	2,3	-	1,7	1,9	2,1	-	1,7	1,9	2,1	-
14, 15	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	3,0	1,8	1,7	1,4	2,7	1,7	1,5	1,2	2,6	1,6	1,4	1,2	2,6	1,6	1,4	1,2
	$\pm\delta_W^A, \%$	3,1	2,0	1,8	1,6	2,8	1,8	1,7	1,3	2,7	1,7	1,6	1,3	2,7	1,7	1,6	1,3
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,4	3,0	3,4	-	2,3	2,8	3,2	-	2,0	2,6	3,0	-	2,0	2,6	3,0	-
2	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	-	-	-	-	5,3	2,8	2,4	1,7	2,7	1,5	1,3	0,9	1,9	1,1	0,9	0,7
	$\pm\delta_W^A, \%$	-	-	-	-	5,4	2,9	2,5	1,8	2,8	1,6	1,5	1,1	2,0	1,3	1,2	0,9
	$\pm\delta_W^P, \%$	-	-	-	-	2,9	4,6	5,5	-	2,0	2,6	3,1	-	1,7	2,1	2,4	-
1, 4 – 10, 13, 19 - 32	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	-	-	-	-	5,4	2,9	2,5	1,8	2,9	1,6	1,4	1,1	2,2	1,2	1,1	0,9
	$\pm\delta_W^A, \%$	-	-	-	-	5,5	3,0	2,6	1,9	3,0	1,8	1,6	1,2	2,3	1,4	1,3	1,0
	$\pm\delta_W^P, \%$	-	-	-	-	3,0	4,6	5,6	-	2,0	2,8	3,3	-	1,8	2,3	2,6	-

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 АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация	Кол., шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	GSR, мод. GSR 1080/840	6
Трансформаторы тока	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550/5G	18
Трансформаторы тока	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS245/2G	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б-IV	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б-IVУ1	22
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	21
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	8
Трансформаторы тока	ТШЛ 20	6
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	6
Трансформаторы напряжения	EPR30Z	6
Трансформаторы напряжения емкостные	ТЕМР 550	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63М	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110 II У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	20
Трансформаторы напряжения	НКФ-500	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	34
Сервер предприятия	HP Proliant DL380G5	1
Сервер ОАО «Концерн Росэнергоатом»	IBM xSeries 345 8670-M1X	1
ИБП	UPS 3000RMLX	1
ИБП	UPS 1000RMLX	1
Коммутатор ЛВС	SignaMax 065-7531 16-port 10/100 Base Web Smart Ethernet Switch	1
Преобразователь интерфейса RS-232/RS-485	ADAM-4520	4
Медиаконвертер RS-485/FO	SignaMax 065-1162SCi	5
Медиаконвертер RS-485/FO	SignaMax 065-1162SMi	2
Медиаконвертер RS-485/Eth	SignaMax 065-1120NS	2
8-модульное шасси для медиаконвертеров	SignaMax Mediaconverter 065-1180 8- Port Rackmount Chassis	1
GSM-модем	Siemens TC-35i	1
Модем	ZyXEL U-336RE	1
Медиаконвертер	RS-485/FO (S.N. SC)	5
Медиаконвертер	RS-485/FO (S.N. SM)	2
Адаптер питания	-	8

Продолжение таблицы 4

Адаптер питания	АС-220/DC-12	1
Переносной компьютер	HP Omnibook XE4500	1
Преобразователь оптический	AE1	1
АРМ (системный блок, монитор, принтер, ИБП)	-	9
Специализированное программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.282.8 ПФ	1
Методика поверки	МП-057-30007-2015	1

Поверка

осуществляется по документу МП-057-30007-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в октябре 2015 г.

Поверительное клеймо и знак поверки наносятся на свидетельство о поверке.

Основное поверочное оборудование:

- миллитесламетр портативный ТП2-2У (Госреестр № 16373-08);
- мультиметр АРРА-109 (Госреестр № 20085-11);
- клещи токовые АТК-2001 (Госреестр № 43841-10);
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Госреестр № 23070-05);
- переносной компьютер с доступом в интернет;
- оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии;
- термометр технический типа ТТ (Гос. реестр СИ №276-89) с диапазоном измерений от -35°С до +50°С, пределом допускаемой погрешности измерения температуры $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция», аттестована ФГУП «СНИИМ», свидетельство об аттестации № 253-01.00249-2015 в октябре 2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»
ИНН 7721632827
396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, 1
Тел.: 8 - (47364) 7-33-15

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел. (383) 210-08-14, факс (383) 210-1360

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.