



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.007.A № 45053

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ "Вынга"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "Информатика и телекоммуникации",
г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 48610-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

4956630199.001.D1

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 декабря 2011 г. № 6420**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002998

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Вынга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Вынга» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC(SU).

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 и 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;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ);
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ); трансформаторами напряжения (ТН); счётчики электроэнергии. Состав ИИК ТИ приведен в таблице 1.

ИБКЭ состоит из устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000», связующего и вспомогательного компонентов. В качестве связующего компонента используется GSM/GPRS коммуникатор PGC, обеспечивающего работу резервного канала связи между ИБКЭ и ИБК. В качестве вспомогательного компонента, обеспечивающего работу ИБКЭ при прерывании напряжения питания, используется источник бесперебойного питания типа Smart-UPS SUA 750I. Связь между ИИК ТИ и ИБКЭ осуществляется по проводному интерфейсу RS-485.

В качестве ИБК используется сервер баз данных филиала ОАО «Тюменьэнерго» «Сургутские электрические сети». Связь между ИБКЭ и ИБК осуществляется по сети передачи данных стандарта Ethernet. Связь между ИБК и внешними по отношению к АИИС КУЭ системами осуществляется по основному и резервному каналам связи. В качестве основного канала связи используется глобальная сеть передачи данных Интернет, в качестве резервного канала связи используется канал мобильной радиосвязи.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ 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. Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии. Количество накопленных в регистрах импульсов за 30-минутный интервал времени пропорционально энергии каждого вида и направления.

По окончании 30-минутного интервала накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в координированной шкале времени UTC(SU). Результаты измерений электроэнергии за 30-минутный интервал в виде количества импульсов и журналы событий счетчиков передаются в ИВКЭ.

ИВКЭ осуществляет: сбор, хранение и передачу в сервер АИИС КУЭ результатов измерений и журналов событий счетчиков; пересчет числа импульсов за каждый получасовой интервал в приращения электрической энергии; измерение времени в шкале UTC(SU); синхронизацию часов счетчиков, подключенных к УСПД; ведение журналов событий, в которые записывается служебная информация, касающаяся изменения состояния УСПД и внештатные ситуации. УСПД посылает в счетчики команды синхронизации часов не реже одного раза в сутки.

ИВК осуществляет сбор результатов измерений с ИВКЭ и перемножение на коэффициенты трансформации накопленных приращений электроэнергии. Сервер АИИС КУЭ обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «Тюменьэнерго», филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «Тюменское РДУ», и другим заинтересованным лицам.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическая передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0.

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

Таблица 1 – Перечень измерительных компонентов ИИК ТИ

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	
1	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 3, "Резерв"	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =200/5, №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счетчик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	К _{успд} = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
2	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 5, "Резерв"	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счетчик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	К _{успд} = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	
3	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 7, "ф. №1-РП-ТП №6"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
4	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 9, "ф. 116-17"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
5	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 15, "Ввод №1 от Т-1"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=3000/5 №37544-08	А	ТШЛ-СЭЩ-10
				В	ТШЛ-СЭЩ-10
				С	ТШЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1 № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
6	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 17, "ф.116-09"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
7	КРУ-10 кВ, К1К с.ш., яч. 19, "ф.116-14"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
8	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 24, "ф.116-04"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
9	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 22, "ф.116-19"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
10	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 20, "ф. №2-РП-ТП №6"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
11	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 14, "Резерв"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=200/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
12	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 12, "Резерв"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1 № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
13	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 10, "Ввод №2 от Т-2"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=3000/5 №37544-08	А	ТШЛ-СЭЩ-10
				В	ТШЛ-СЭЩ-10
				С	ТШЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800			
УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000			
14	КРУ-10 кВ, К2К с.ш., яч. 2, "ф. 116-22"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				В	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10
				В	
				С	

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	
15	ОРУ-35 кВ, К1Н с.ш., яч. 1 "W3Н", ф. "ВЛ-35 №116"	Счетчик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №13158-04	А	ТВЭ-35УХЛ2
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000/100 №19813-09	В	ТВЭ-35УХЛ2
16	ОРУ-35 кВ, К1Н с.ш., яч. 3 "W1Н", ф. "ВЛ-35 №119"	Счетчик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	С	ТВЭ-35УХЛ2
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	А	НАМИ-35 УХЛ-1
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №13158-04	В	НАМИ-35 УХЛ-1
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000/100 №19813-09	С	НАМИ-35 УХЛ-1
17	ОРУ-35 кВ, К2Н с.ш., яч. 6 "W2Н", ф. "ВЛ-35 №116"	Счетчик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №13158-04	А	ТВЭ-35УХЛ2
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000/100 №19813-09	В	ТВЭ-35УХЛ2
18	ОРУ-35 кВ, К2Н с.ш., яч. 6 "W4Н", ф. "ВЛ-35 №119"	Счетчик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	С	ТВЭ-35УХЛ2
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	А	НАМИ-35 УХЛ-1
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=300/5 №13158-04	В	НАМИ-35 УХЛ-1
		ТН	КТ 0,5 Ктн=35000/100 №19813-09	С	НАМИ-35 УХЛ-1
19	ОРУ-110 кВ, яч. 1 "W1G", ввод "ВЛ-110 кВ" "Контур"	Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
		ТТ	КТ 0,2S Ктт=600/5 №22440-07	А	ТВГ-110
		ТН	КТ 0,2 Ктн=(110000:√3)/(100: √3) №15852-06	В	ТВГ-110
20	ОРУ-110 кВ, яч. 3 "W2G", ввод "ВЛ-110 кВ" "Пимская"	Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	С	ТВГ-110
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	А	ТВГ-110
		ТТ	КТ 0,2 Ктт=600/5 №22440-07	В	ТВГ-110
		ТН	КТ 0,2	С	ТВГ-110
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
		ТТ	КТ 0,2S Ктт=600/5 №22440-07	А	ТВГ-110
		ТН	КТ 0,2	В	ТВГ-110
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	С	ТВГ-110
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
		ТТ	КТ 0,2S Ктт=600/5 №22440-07	А	ТВГ-110
		ТН	КТ 0,2	В	ТВГ-110

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	
			$K_{\text{ТН}}=(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ №15852-06	В	СРА 72-550
				С	СРА 72-550
		Счет-чик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	
21	ОПУ, РУ-0,4 кВ, шкаф №2, "Секция BN1"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=250/5 №28139-07	А	ТТИ
				В	ТТИ
				С	ТТИ
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
22	ОПУ, РУ-0,4 кВ, шкаф №2, "Секция BN2"	ТТ	КТ 0,5S Ктт=250/5 №28139-07	А	ТТИ
				В	ТТИ
				С	ТТИ
		Счет-чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-06	Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 17049-09	ЭКОМ-3000	

Программное обеспечение

АИИС работает под управлением программного обеспечения, установленного на сервере баз данных ИВК. В качестве прикладного программного обеспечения используется программный комплекс «Энергосфера», состоящий из средств сбора данных, серверной части, клиентской части и служебных программ.

Серверная часть программного комплекса «Энергосфера» включает в себя базу данных «ЭКОМ», функционирующую под управлением системы управления базами данных MS SQL Server и обеспечивающую хранение результатов измерений, конфигурации АИИС и расчетных алгоритмов.

В качестве средства сбора данных используется программное обеспечение «Сервер опроса», обеспечивающее сбор результатов измерений и служебной информации, хранящейся в УСПД ИВКЭ.

Клиентское программное обеспечение представлено программами «АРМ Энергосфера», обеспечивающей визуальное представление результатов измерений, и «Центр импорта/экспорта», обеспечивающей автоматический прием и рассылку результатов измерений.

Служебные программы представлены программами «CRQ-интерфейс», обеспечивающий авторизованный доступ к базе данных «ЭКОМ»; «Редактор расчетных схем», обеспечивающей создание структуры объекта учета и редактирование ее параметров; «Консоль администратора», обеспечивающей выполнение задач администрирования базы данных «ЭКОМ».

Таблица 2. Состав программного обеспечения ИВК АИИС и идентификационные данные компонентов, подлежащих метрологическому контролю

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программа «Сервер опроса»	pso.exe	6.5.33.1699	3727943795	CRC32
Программа «АРМ Энергосфера»	controlage.exe	6.5.54.1422	238064045	CRC32
Программа «CRQ-интерфейс»	crqondb.exe	6.5.19.342	2759068365	CRC32

Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерения.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов	22
Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности 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 мощности и приращений 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 не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС:	
температура окружающего воздуха для:	
измерительных трансформаторов, °C	от минус 45 до 70;
для счетчиков, оборудования ИВКЭ, °C	от 0 до 40;
для оборудования ИВК, °C	от 15 до 25;
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5;
напряжение сети питания (относительного номинального значения $U_{ном}$), % ..	от 90 до 110;
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток (ИК №№1-19, 21-22), % от $I_{ном}$	от 2 до 120;
ток (ИК №№20), % от $I_{ном}$	от 5 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 инд. – 1,0 - 0,8 емк.
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. – 1,0 - 0,8 емк.

Таблица 3. Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии ИК АИИС в рабочих условиях применения для значений тока 2, 5, 20, 100-120 % номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1.

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК № 1- 18		ИК № 19		ИК № 20		ИК № 21-22	
		δ_W^A , ±%	δ_W^P , ±%	δ_W^A , ±%	δ_W^P , ±%	δ_W^A , ±%	δ_W^P , ±%	δ_W^A , ±%	δ_W^P , ±%
2	0,5	5,1	3,7	2,0	2,0	-	-	4,9	3,7
2	0,8	3,1	4,9	1,4	2,7	-	-	3,0	4,7
2	0,865	2,8	5,6	1,3	3,1	-	-	2,8	5,5
2	1	2,4	-	1,2	-	-	-	2,3	-
5	0,5	3,4	3,4	1,4	1,3	2,2	1,6	3,2	3,3
5	0,8	2,4	3,9	1,1	1,6	1,5	2,1	2,3	3,8
5	0,865	2,3	4,3	1,1	1,9	1,4	2,4	2,2	4,1
5	1	1,5	-	0,78	-	1,1	-	1,4	-
20	0,5	2,8	3,1	1,3	0,98	1,4	1,0	2,5	3,0
20	0,8	2,0	3,4	0,95	1,2	1,0	1,3	1,8	3,2
20	0,865	1,9	3,6	0,93	1,3	1,0	1,5	1,8	3,4
20	1	1,4	-	0,71	-	0,78	-	1,3	-
100, 120	0,5	2,8	3,1	1,3	0,96	1,3	0,96	2,5	3,0
100, 120	0,8	2,0	3,4	0,95	1,1	0,95	1,1	1,8	3,2
100, 120	0,865	1,9	3,6	0,93	1,2	0,93	1,2	1,8	3,4
100, 120	1	1,4	-	0,71	-	0,71	-	1,3	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра 4956630199.001.ФО. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Вынга». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация	Количество
Сервер	-	1
Автоматизированное рабочее место	-	1
Счетчик электрической энергии однофазный	Альфа А1800, А1805 RALV-P4GB-DW-4	20
Счетчик электрической энергии трехфазный	Альфа А1800, А1802 RALV-P4GB-DW-4	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	36
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформатор тока	ТВГ-110, исп. ТВГ-110-0,2	6
Трансформатор тока	ТТИ, мод. ТТИ-30	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ-1	2
Трансформатор напряжения	СРА 72-550, мод СРА 123	6
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 «Вынга». Методика поверки	4956630199.001.Д1	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 «Вынга». Формуляр	4956630199.001.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу 4956630199.001.Д1 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 «Вынга». Методика поверки", утвержденному ФГУП «СНИИМ» в октябре 2011 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-65».

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

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- счетчики электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки МИ-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» в мае 2006 г;
- устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» – в соответствии с методикой поверки ПБКМ.421459.003 МП.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого

учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Вынга». Свидетельство об аттестации методики измерений №117-01.00249-2010 от 14 ноября 2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Вынга»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
4. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
5. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики реактивной энергии.
6. 4956630199.001. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «ПС 110 кВ в районе г. Лянтор с ВЛ-110 кВ». Технорабочий проект

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

Закрытое акционерное общество «Информатика и телекоммуникации»

Адрес: 129110, г. Москва, Больничный пер., дом 5.

Испытательный центр

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

Аттестат аккредитации №30007-09.

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14, факс (383)2101360.

E-mail: director@sniim.nsk.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«___» _____ 2011 г