

Е.А.Стрельников

та 2009 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «АТД» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 40917-09 Взамен № _____
--	---

Изготовлена ООО «Трансэнергосервис» для коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/6 кВ «АТД» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» г. Самара, согласованной с ОАО « АТС», заводской № 03.

Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «АТД» Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД»)) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС 110/35/6 кВ «АТД» филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание.

АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД» представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД» выполняет следующие функции:

- измерение с нарастающим итогом активной и реактивной электроэнергии с дискретностью во времени 30 минут в точках учета;
- вычисление приращений активной и реактивной электроэнергии за учетный период;
- вычисление средней активной и реактивной мощности на интервале времени 30 минут;
- периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование привязанных к единому календарному времени измеренных данных от отдельных точек учета;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных, энергонезависимая память) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования (включая средства измерений и присоединения линий связи), программного обеспечения и базы данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ 110/35/6 кВ «АТД»

«диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ 110/35/6 кВ «АТД»;

«ведение системы единого времени АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД » (коррекция времени).

1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) КТ 0,5 и 0,5s по ГОСТ 7746 - 01 и трансформаторы напряжения (ТН) КТ 0,5 ГОСТ 1983 - 01, счетчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850, КТ. 0,2s/0,5и 0,5 s /1,0 в ГР № 20176-06 по ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии(в виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-05), установленных на объектах, указанных в таблице 1 (17 точек измерения). Вторичные электрические цепи. Технические средства каналов передачи данных

2-ой уровень - (ИБКЭ)- представляет собой устройство сбора и передачи данных на базе контроллера ВЭП- 01»-1 шт., ГР № 25556-03, устройство синхронизации системного времени, встроенное в контроллер ВЭП – 01. Технические средства оборудования и передачи данных.

3-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий технические средства приема-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации, сервер БД системы, ЦУСПД на базе центрального контроллера ВЭП- 01С -1 шт., ГР № 25556-03,автоматизированное рабочее место - в здании центра сбора информации филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети».

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 соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы контроллера (где выполняется дальнейшая 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.

АИИС КУЭ 110/35/6 «АТД» оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. УССВ выполнено в виде модуля Advantech PCM-3292. Время контроллера синхронизировано с временем УССВ, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Контроллер ВЭП-01 осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем контроллера ВЭП-01 осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем контроллера ВЭП-01 ± 1 с. Погрешность системного времени ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера ВЭП-01 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств момент непосредственно предшествующий коррекции.

Основные технические и метрологические характеристики.

Состав измерительных каналов и их основные технические и метрологические характеристики приведены в таблице №1.

Таблица №1. Основные технические и метрологические характеристики.

Состав измерительного канала												
Номер канала	Наименование объекта	Трансформатор				Постоянная счетчика, имп/кВт	Счетчик трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии	УСПД	ЛВСПД	Вид эл. энергии	Основ. подгр. ИК при от 1 ном 100%; U=1,0; Cosφ=0,8	Поправка ИК в рабочих условиях при U=(0,9...1,0) ном (0,01...0,2) ном Cosφ=0,8
		Точка, Тип, Зав. номер	Класс точности, Зав. номер	Напряжения, Тип, Зав. номер	Класс точности, Зав. номер							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
1	ПС 110/35/6 кВ "АТД" яч.4, Ф-4	ТПОЛ-10 КТ 0,5;600/5 Зав. №14355, Зав. №14245, поверка 2.03.09	НТМИ-6 КТ0,5;6000/100 Зав.№57, поверка 2.03.09	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 Зав.№73852527 поверка 2007-3	ВЭП-01 № 20070300446 поверка 29.12.07			ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403; поверка 23.08.2007			
2	ПС 110/35/6 кВ "АТД" яч.14, Ф-14	ТПОЛ-10 КТ 0,5;600/5 Зав. №19786, Зав. №20525, поверка 2.03.09	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 Зав.№57, поверка 2.03.09	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 Зав.№73844225 поверка 2007-2	А			1,3 2,1	3,9 6,6		
3	ПС 110/35/6 кВ "АТД" яч.32, Ф-32	ТПОЛ-10 КТ 0,5;600/5 Зав. №20548, Зав. №20530, поверка 2.03.09	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 Зав.№3882, поверка 2.03.09	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/5,0 Зав.№0055280100051908 поверка 2008-1	Р			1,2 2,1	3,0 6,6		
4	ПС 110/35/6 кВ "АТД" яч.36, Ф-36	ТПЛ-10с КТ0,5;400/5 Зав.№0258,Зав.№0259 поверка 27.04.09	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 Зав.№ 3882, поверка 2.03.09	10000	ЦЭ6850 КТ0,2S/0,5 Зав.№0055280100051731 поверка 2008-1							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-0 2 сек. 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5 1500/5 А зав.№9305, пов.31.10.07 С зав.№9954, пов.31.10.07	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№73858509 пов. 2007-3	ВЭП-01 № 20070300446 поверка 29.12.07				
6	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-2 2 сек. 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5 1500/5 А зав.№9325, пов.31.10.07 С зав.№9311, пов.31.10.07	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№73855639 пов. 2007-3	ВЭП-01С; зав.№ 20070300403; поверка 23.08.2007				
7	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-16 2 сек. 6 кВ	ТПМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№63959, пов.31.10.07 ТОЛ-10 С зав.№07384, пов.31.10.07	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№74852370 пов. 2007-2					
8	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-31 3 сек. 6 кВ	ТПМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№37235, пов.01.11.07 С зав.№37188, пов.01.11.07	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №0530 пов. 01.11.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№73852692 пов. 2007-2	А Р				
9	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-33 3 сек. 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5 600/5А зав.№21373, пов.01.11.07 С зав.№20091, пов.01.11.07	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №0530 пов. 01.11.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№74852345 пов. 2007-2					
									1,3 2,1	3,9 6,6
									1,2 2,1	3,0 6,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
10	ПС 110/35/6 кВ АД фидер-37 3 сек. 6 кВ	ТПК-10УЗ КТ 0,5 600/5 А зав.№00773, пов.01.11.07 С зав.№00884, пов.01.11.07	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №0530 пов. 01.11.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№5Д800741 пов. 2007-2	ВЭП-01 № 20070300446 поверка 29.12.07 ВЭП-01С; зав.№ 20070300403; поверка 23.08.2007 А Р					1,2 2,1 3,0 6,6
11	ПС 110/35/6 кВ АД фидер-45 3 сек. 6 кВ	ТПМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№61567, пов.01.11.07 С зав.№88002, пов.01.11.07	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №0530 пов. 01.11.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№74861302 пов. 2007-3						
12	ПС 110/35/6 кВ АД фидер-1П 1 сек. 6 кВ	ТПМ-10-ПУЗ КТ 0,5 600/5 А зав.№00161, пов.21.03.06 С зав.№00156, пов.21.03.06	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №72 пов. 30.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№07935700094 пов. 2007-2						1,3 2,1 3,9 6,6
13	ПС 110/35/6 кВ АД фидер-2П 2 сек. 6 кВ	ТПМ-10-ПУЗ КТ 0,5 400/5 А зав.№00101, пов.31.03.06 С зав.№00346, пов.31.03.06	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№07935700082 пов. 2007-2						
14	ПС 110/35/6 кВ АД фидер-4П 2 сек. 6 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-21 КТ 0,5S 300/5 А зав.№02980, пов.28.01.08 С зав.№02839, пов.28.01.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№0079270608251092 пов. 2007-2						1,3 2,1 3,6 6,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	ПС 110/35/6 кВ АТД фидер-5П 1 сек. 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 КТ 0,5S 300/5 А зав. №03004, пов. 28.01.08 С зав. №02993, пов. 28.01.08	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №72 пов. 30.10.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав. №0079270608188633 пов. 2007-2	№20070300446 поверка 29.12.07	№ 20070300403; поверка 23.08.2007	А Р	1,3 2,1	3,6 6,6
16	ПС 110/35/6 кВ "АТД" фидер 6П «УФСБ»	ТОЛ-СЭЩ-10У2 КТ 0,5 S;300/5 А Зав. №30057, поверка 14.08.08 В Зав. №04732, поверка 12.02.08 С Зав. №30058, поверка 14.08.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №57 пов. 31.10.07	10000	ЦЭ6850 2Н КТ 0,5S/1,0 Зав. №0055371009871084 поверка 07.11.2008					
17	ПС 110/35/6 кВ "АТД" фидер 7П «УФСБ»	ТОЛ-СЭЩ-10У2 КТ 0,5 S;300/5 АЗав. №30110, поверка 14.08.08 ВЗав. №30029 поверка 14.08.08, С Зав. №04473 поверка 09.02.08	НТМИ-6-66УЗ КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №72 пов. 30.10.07	10000	ЦЭ6850 2Н КТ 0,5S/1,0 Зав. №63825971 поверка 07.11.2008					

Примечание к Таблице №1

1. Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 нормируется для тока в диапазоне 5-120% от номинального значения
2. Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 S нормируется для тока в диапазоне 1(2)-120% от номинального значения
3. В качестве характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
4. Нормальные условия

параметры сети: напряжение (0,99...1,01) $U_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд

температура окружающей среды (20±5) °С

частота 50 Гц ± 0,3%

сила тока: (0,01...1,20) $I_{ном}$

5. Рабочие условия:

-параметры сети: напряжение (0,9...1,1)* $U_{ном}$, ток (0,01...1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °C до + 50 °C, для счетчиков ЦЭ6850 от минус 40 °C до +55 °C; для контроллеров ВЭП-01 (ВЭП-01С) от -35 °C до плюс 50 °C частота 50 Гц $\pm 2,0\%$

6. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983, счетчиков электроэнергии - ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-05.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденноого типа. Замена оформляется актом в установленном на филиале ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчетчик ЦЭ6850

- среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов
- средний срок службы – не менее 30 лет,

Контроллер типа ВЭП-01(ВЭП-01С)

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов,
- средний срок службы – не менее 18 лет,
- среднее время восстановления не более -24 часов,
- коэффициент готовности не менее-0,99.

УССВ:

- среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов
- коэффициент готовности - не менее 0,95
- среднее время восстановления не более -168 часов

Для трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и 1983-2001:

- средняя наработка на отказ – не менее $40 \cdot 10^5$ часов
- средний срок службы –25 лет

Надежность системных решений:

•резервирование питания УСПД (ЦУСПД) реализовано с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

•резервирование каналов связи: реализовано с помощью передачи по электронной почте и сотовой связи информации о результатах измерений в организации-участники оптового рынка;

Регистрация событий:

•в журналах событий счетчика, УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения,
- коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

•наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД (ЦУСПД);

•наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД (ЦУСПД);

Глубина хранения информации:

•электросчетчик ЦЭ 6850- при установленном получасовом интервале усреднения, не менее 50 суток для каждого направления учета электроэнергии, а при отключении питания - не менее 10 лет;

•контроллер ВЭП-01 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее 45 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу- не менее 4лет (функция автоматизирована), хранение информации при отключении питания –не менее 1года;

•сервер - время хранения информации, при отключенных основной и резервной сетях питания, не менее 3,5 лет

Знак утверждения типа.

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД» типографским способом.

Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «АТД» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети». ФО 4222-03-6315565301-2009.

Поверка.

Поверка проводится в соответствии с документами о поверке:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки счетчиков электрической энергии ЦЭ 6850 в соответствии с методикой поверки ИНЕС.411152.034 МП., являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИНЕС.411152.034 РЭ
- средства поверки устройств синхронизации времени УССВ; (поверяется в составе контроллера ВЭП 01) Методика поверки. МП 4250-001-36888188-2003. Утверждена ФГУ Самарский ЦСМ
- средства поверки контроллеров измерительных программируемых «ВЭП 01», в соответствии с методикой поверки. МП 4250-001-36888188-2003, утвержденной ФГУ Самарский ЦСМ

Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные документы.

- 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 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- ГОСТ 1983-2001.Трансформаторы напряжения, Общие технические условия.
- ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- .ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Закключение.

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «АТД» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации

Изготовитель:

ООО «Трансэнергосервис»
Генеральный Директор
443068, г.Самара.
Ново-Садовая. 106 кор 155



М.В.Сергеева