

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «МАРЭМ+» на объектах Афипского НПЗ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «МАРЭМ+» на объектах Афипского НПЗ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной отдельными технологическими объектами Афипского НПЗ, сбора, обработки, хранения и отображения 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:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерения (ИИК ТИ) состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электрической энергии типа «Альфа А1700» класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электрической энергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электрической энергии) и вторичных измерительных цепей.

– Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), созданный на базе двух устройств сбора и передачи данных (далее - УСПД), и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325 обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная со счётчиков информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД.

Третий уровень – Информационно-вычислительный комплекс выполнен на базе ИВК «Альфа-Центр», включающий в себя:

- сервер баз данных (далее - сервер БД) АИИС КУЭ;
 - устройство синхронизации системного времени (далее УССВ) УССВ-35HVS;
 - автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ);
 - переносной инженерный пульт (L) на базе переносного компьютера (ноутбука) с соответствующим программным обеспечением, предназначенным для опроса счетчиков и УСПД;
 - каналобразующую аппаратуру;
 - программное обеспечение «Альфа-Центр» (далее - ПО).
- АИИС КУЭ решает следующие задачи:
- измерение 30, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
 - измерение календарного времени и интервалов времени;
 - периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин., 60 мин., 1 день, 1 месяц);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена – участникам оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов компонентов АИИС КУЭ).

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя три уровня АИИС КУЭ.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

С выхода счетчика цифровой сигнал по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS 485 поступает в УСПД типа RTU 325, где осуществляется сбор, хранение и обработка измерительной информации - перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, (квар·ч), умножение измеренного счётчиками количества электрической энергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, а также её накопление и передача на сервер.

Передача информации между уровнями системы осуществляется с помощью телефонных модемов, модемов GSM и по вычислительным сетям. Информационный обмен между уровнями ИИК ТИ и ИБКЭ осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS-485.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера ЗАО «МАРЭМ+» по внешнему каналу связи - основному или резервному. Основной канал связи организован через интернет-провайдера, резервный - по коммутируемому каналу стандарта GSM900/1800 регионального оператора сотовой связи.

Каналы связи и ИБК не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электрической энергии, информация о которых передаётся от счетчиков электрической энергии

в УСПД и далее в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ - счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК - путем корректировки показаний их часов. Корректировка показаний часов УСПД 1, осуществляется относительно сигналов точного времени, принимаемых устройством синхронизации времени УССВ-35HVS от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), и выполняется при расхождении показаний часов на более чем ± 2 с. Корректировка показаний часов счетчиков электрической энергии, УСПД 2 и ИВК осуществляется относительно времени, измеряемого часами УСПД 1, если разность показаний часов счетчиков электрической энергии (УСПД 2, ИВК) и УСПД 1 превышает значение ± 2 с. Функцию УСПД 1 выполняет УСПД RTU 325, зав. № 00873 (одно из входящих в состав АИИС КУЭ).

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиком, часы счетчика корректируются от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий УСПД и ИВК отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств (УСПД, ИВК и счетчиков электрической энергии) в момент непосредственно предшествующий коррективке. Журналы событий счетчиков электрической энергии типа «Альфа А1700» отражают только время (дата, часы, минуты) коррекции часов в момент непосредственно предшествующий коррективке.

Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр» (AC_SE_5)

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Альфа-Центр»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения
1	2
alphamess.dll	ID 1015703952 Версия 4.05.01.05
amra.exe	
amrc.exe	
amrserver.exe	
cdbora2.dll	
encryptdll.dll	

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электрической энергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	ПС-35/6 кВ АНПЗ – 1 (Т-1 6 кВ)	ТПШЛ - 10 Госреестр № 1423-60 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 118, 78, 11	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1965	AV05RAL-P14- В-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004179	RTU 325E1-512- М 11- В4- Q12-G Госреестр № 44626-10 Зав. № 00873, 00875	активная, реактивная
2	ПС-35/6 кВ АНПЗ – 2 (Т-2 6 кВ)	ТШЛ - 10 Госреестр № 3972-73 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 345, 63, 343	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2017	AV05RAL-P14- В-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004180		
3	ТП-11п РУ - 6 кВ Ввод от А-8	ТОЛ-10-I-2 У2 Госреестр № 15128-07 Кл. т. 0,5S 500/5 Зав. № 16362 57494	ЗНОЛП-6У2 Госреестр № 23544-07 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2003812 2003887 2003815	AV05RAL-P14- В-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004176		
4	ТП-11п РУ - 6 кВ Ввод от А-9	ТОЛ-10-I-2 У2 Госреестр № 15128-07 Кл. т. 0,5S 500/5 Зав. № 16361 57492	ЗНОЛП-6У2 Госреестр № 23544-07 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2003750 2003808 2003826	AV05RAL-P14- В-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004169		
5	ЦРП РУ-6 кВ яч. 10 ООО «Конст- рукционные технологии»	ТПЛ-10-М Госреестр № 22192-03 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 1243 2020	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 915	AV05RL-В-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012732		

Продолжение таблицы 2

6	ЦРП РУ-6 кВ яч. 22 ООО «Конструкционные технологии»	ТПЛ-10-М Госреестр № 22192-03 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 4652 4653	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2861	AV05RL-B-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012734	RTU 325E1-512- M 11- B4- Q12-G Госреестр № 44626-10 Зав. № 00873, 00875	активная, реактив- ная
7	ЦРП РУ-6 кВ яч. 23 ОАО «Краснодаргазстрой»	ТПЛ-10-М Госреестр № 22192-03 Кл. т. 0,5S 20/5 Зав. № 4806 4807	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2861	AV05RL-B-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012731		
8	ТП-15 РУ-6 кВ яч. 10 Филиал «Афипэлектрогаз»	ТОЛ-10-I-2 У2 Госреестр № 15128-07 Кл. т. 0,5 75/5 Зав. № 14016 14146	ЗНОЛП-6У2 Госреестр № 23544-07 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1004975 1004956 1004910	AV05RL-B-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 30124146		
9	ТП-15 РУ-6 кВ яч. 6 ООО «ИИЦНГ»	ТПЛ-10-М Госреестр № 22192-03 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 4649 4795	ЗНОЛП-6У2 Госреестр № 23544-07 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1004975 1004956 1004910	AV05RL-B-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012733		
10	ТП-15 РУ-6 кВ яч. 17 ООО «ИИЦНГ»	ТПЛ-10-М Госреестр № 22192-03 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 4789 4790	ЗНОЛП-6У2 Госреестр № 23544-07 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1004955 1004982 1004981	AV05RL-B-3 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012736		
11	ТП-42 РУ-6 кВ яч. 11 «Краснодарская дистанция электроснабжения»	ТВЛМ – 10 Госреестр № 1856-63 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 35503 47902	НТМИ – 6 Госреестр № 380-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 560	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004099		

Продолжение таблицы 2

12	ТП-10 ЩНН-0,4 кВ яч. 9 ООО «РЕАЛ»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 113534 113419 113542	-	AV05RL-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004107		
13	ТП-10 ЩНН-0,4 кВ Ввод №1 яч. 2 ООО «ЭЗОИС-Кубань»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 53800 157405 157404	-	AV05RL- B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004106		
14	ТП-2 ЩНН-0,4 кВ Ввод № 1 яч. 3 ООО ПКП «Ратон»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 161235 161233 161236	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004150	RTU 325E1-512- M 11- B4- Q12-G Госреестр № 44626-10 Зав. № 00873, 00875	активная, реактив- ная
15	ТП-2 ЩНН-0,4 кВ Ввод № 2 яч. 9 ООО ПКП «Ратон»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 161234 161232 161237	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004161		
16	ТП-5 ЩНН-0,4 кВ пан. 20 ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 144871 155051 155035	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004152		
17	ТП-5 ЩНН-0,4 кВ пан. 20 ООО «Дорхан-Краснодар»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 75/5 Зав. № 028856 028646 028815	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004147		

Продолжение таблицы 2

18	ТП-5 ЩНН-0,4 кВ пан. 25 ООО «Валентина»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 070597 070603 070720	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 3004154	RTU 325E1-512-M 11- B4-Q12-G Госреестр № 44626-10 Зав. № 00873, 00875	активная, реактивная
19	ТП-14 ЩНН-0,4 кВ ПФ ООО «Пиретта»	ТТИ- А Госреестр № 28139-12 Кл. Т. 0,5S 60/5 Зав. № S29181 S29180 S29210	-	AV05RL-P-14-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004155		
20	РП-1 РУ-0,4 кВ ЗАО «Петролеум Аналитс»	ТТИ – А Госреестр № 28139-12 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 151159 151183 151185	-	AV05RL-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012744		
21	РП-0,4 кВ ГСО-филиал УС ООО «Газ-промтрансгаз-Краснодар»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 084669 151162 084668	-	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004093		
22	КТПН -51 РУ- 0,4 кВ ЗАО фирма «Краснодар-лектроспец-монтаж»	ТТИ-А Госреестр № 28139-12 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № K10343 F5929 F5926	-	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004096		

Продолжение таблицы 2

23	КНТП-54 РУ-0,4 кВ Яч.4 НСТ «Нефтехимик»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 250/5 Зав. № 03029826 ТТИ -30 Госреестр № 28139-12 Зав. № Х48873 Х48883	-	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03004095		
24	ТП Вс-811- 2(815) ВЛ- 0,4 кВ ф.1 опора №9 Камера управ- ления задвиж- кой СОД	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 30/5 Зав. № 150966 150960 151023	-	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012743	RTU 325E1-512- М 11- В4- Q12-G	активная, реактив- ная
25	ТП-52 ЩНН- 0,4 кВ Филиал «Сер- висэлектрогаз»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 75/5 Зав. № 146979 151433 113406	-	AV05RL-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012740	Госреестр № 44626-10 Зав. № 00873, 00875	
26	ТП-2 ЩНН -0,4 кВ пан.5 ООО «БЕЛС»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 092608 092676 092682	-	AV05RL-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012738		
27	ТП-5 ЩНН -0,4 кВ пан.6 ООО «ЭЗОИС- Кубань»	ТТИ-30 Госреестр № 28139-12 Кл. т. 0,5 250/5 Зав. № 620098 620113 620107	-	AV05RL-BG-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012737		

Продолжение таблицы 2

28	ТП -5 ЩНН - 0,4 кВ пан.24 ООО «ЭЗОИС- Кубань»	Т – 0,66 Госреестр № 22656-02 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 086757 063774 086777	-	AV05RL-B-4 Госреестр № 25416-03 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 03012742	
----	---	---	---	--	--

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная и реактивная энергия)

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 S)	1,0	–	±2,3	±1,8	±1,7
	0,9	–	±2,8	±2,0	±1,9
	0,8	–	±3,3	±2,3	±2,1
	0,5	–	±5,9	±3,6	±3,0
3 – 7, 9, 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,0	±1,3	±1,1	±1,1
	0,9	±2,4	±1,6	±1,3	±1,3
	0,8	±2,8	±1,9	±1,5	±1,5
	0,5	±5,0	±3,2	±2,4	±2,4
8, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 S)	1,0	–	±1,9	±1,3	±1,1
	0,9	–	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	–	±3,0	±1,8	±1,5
	0,5	–	±5,6	±3,1	±2,4
12 – 18, 21 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	–	±1,8	±1,1	±1,0
	0,9	–	±2,4	±1,4	±1,1
	0,8	–	±2,9	±1,7	±1,3
	0,5	–	±5,5	±2,9	±2,1
19, 20 (ТТ 0,5 S; Сч 0,5 S)	1,0	±2,3	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,7	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,1	±2,3	±2,0	±2,0
	0,5	±5,2	±3,6	±2,9	±2,9
22 - 28 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	–	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	–	±2,7	±2,0	±1,8
	0,8	–	±3,3	±2,3	±2,0
	0,5	–	±5,8	±3,5	±2,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	Сos φ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 S)	0,8	–	±5,8	±3,4	±3,0
	0,5	–	±4,2	±2,8	±2,6
3 – 7, 9, 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	0,8	±5,3	±3,1	±2,0	±2,0
	0,5	±3,6	±2,3	±1,6	±1,6
8, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 S)	0,8	–	±4,6	±2,7	±2,2
	0,5	–	±2,9	±1,9	±1,7
12 – 18, 21 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	0,8	–	±4,7	±2,6	±2,0
	0,5	–	±5,8	±3,4	±2,8
19, 20 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	0,8	±7,3	±4,3	±3,0	±2,8
	0,5	±5,4	±3,5	±2,6	±2,6
22 - 28 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	0,8	–	±4,2	±2,8	±2,6
	0,5	–	±3,0	±1,8	±1,6

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02) \cdot U_n$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2) \cdot I_n$;

- диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от 15 до 35 °С; ТН от 10 до 35 °С;
- счетчиков: от 21 до 25 °С; УСПД от 15 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1) \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02)(0,05) - 1,2) \cdot I_{n1}$;
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 30 до 40 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1) \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2) \cdot I_{n2}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха:
 - для ИК №№ 1,2 от минус 15 до 40 °С;
 - для ИК №№ 3 – 18, 21 от 10 до 40 °С;
 - для ИК №№ 19, 22 – 27 от минус 20 до 40 °С;
 - для ИК № 20 от минус 10 до 40 °С;
 - для ИК № 28 от 0 до 40 °С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Афипский НПЗ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемых отклонений показаний часов
УСПД 1 относительно УССВ ± 2с.

Пределы допускаемых отклонений показаний часов
счетчика (УСПД 2, ИВК) относительно УСПД 1 ± 2с.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии Альфа А1700 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (RTU 325) – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- «Альфа-Центр» - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 2$ часа.

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 фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции часов;

- в журнале событий УСПД фиксируются факты:

- пропадания напряжения;
- параметрирования;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- коррекции часов.

Защищенность применяемых компонентов:

предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводов измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчиков;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- устанавливается защита информации, на программном уровне, при хранении, передаче, параметрировании:
- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД.

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- в электросчетчиках – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1700 – не менее 30 лет;
- в УСПД – результаты измерений, информация о состоянии объектов и средств измерений - не менее 35 суток.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афипского НПЗ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента уровня	Тип компонента уровня	Количество, шт.
Уровень ИИК ТИ		
Трансформаторы тока измерительные	ТПШЛ-10	3
	ТШЛ - 10	3
	ТОЛ – 10-I-2 У2	6
	ТПЛ-10-М	10
	ТВЛМ-10	2
	Т -0,66	37
	ТТИ-А	12
	ТТИ-30	2
Трансформаторы напряжения измерительные	НТМИ-6	5
	ЗНОЛП-6У2	12

Продолжение таблицы 4

Счетчики электроэнергии многофункциональные	«Альфа А1700» (AV05RAL-P14-B-4)	2
	«Альфа А1700» (AV05RAL-P14-B-3)	2
	«Альфа А1700» (AV05RL- B-3)	6
	«Альфа А1700» (AV05RL- BG-4)	6
	«Альфа А1700» (AV05RL- B-4)	6
	«Альфа А1700» (AV05RL-P14-B-4)	6
Коробки испытательные переходные	ЛИМГ	28
Модемы	ZyXEL U336R	10
Модемы	GSM терминал Siemens MC35 T	10
Модемы	ADSL маршрутизатор D-Link DSL-500T	2
Разветвители интерфейсов	ПР-3	28
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325-E1-512-M11-B4-Q12-G	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS SUA1000VA RMI 2U	2
	INELT Monolith 2000RM	2
Коммутатор	Коммутатор 16-портовый 10/100 Мбит/с D-Link DES-1016D	1
Сервер	ROBO-1000-20C3-DSRGHN-BLK 2U	1
GSM-терминал	Cinterion TC35	1
GSM антенна на магнитном основании с усилением 5 дБ	Антей 905	1
спутниковый терминал VSAT	Gilant SkyEdge PRO	1
Оптический преобразователь для связи счетчиков	AE1	1
Переносной инженерный пульт на базе ноутбука	Ноутбук ASUS A9T	1
АРМ	IBM type8166 part №VPB71RU ThinkCentre A52 Tower (4x4)	1
Шкаф УССВ	НКУ МЕТРОНИКА MC-225	1
Программное обеспечение	ПО АРМ «Альфа-Центр» AC_SE_5	1
	ПО «АльфаЦЕНТР L»	1
	Системное ПО Windows 7 Pro SP2 Russian	2
Запасные части и средства измерения		
AV05RL- B-3	Счётчик электрической энергии серии «Альфа А1700»	1
AV05RL- B-4		1
ПР-3	Разветвители интерфейсов	1
ЛИМГ	Коробки испытательные переходные	1
Эксплуатационная документация		
БЕКВ.422231.029.МВИ	Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афицкого НПЗ.	1
БЕКВ.422231.029. ПФ	Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афицкого НПЗ	1
БЕКВ.422231.029. РЭ	Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афицкого НПЗ	1
БЕКВ.422231.029.ИЭ	Инструкция по эксплуатации. Технологическая инструкция АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ+» на объектах Афицкого НПЗ.	1

Продолжение таблицы 4

БЕКВ.422231.029. В1	Перечень входных сигналов и данных АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афипского НПЗ»	1
БЕКВ.422231.029.В2	Перечень выходных сигналов (документов) АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афипского НПЗ.	1
БЕКВ.422231.029.ИЗ	Руководство пользователя	1
БЕКВ.422231.029.И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных на АИИС КУЭ ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афипского НПЗ.	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006. «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения – по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика измерений»;
- средства поверки измерительных счетчиков Альфа 1700 – в соответствии с документом «Трехфазные счетчики электрической энергии Альфа А1700. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в июле 2003г.;
- средства поверки устройства синхронизации времени типа УСВ-2 в соответствии с документом «ВЛСТ 237.00.000И1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2009г.;
- средства поверки измерительных УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электрической энергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «МАРЭМ +» на объектах Афипского НПЗ. Методика аттестована метрологической службой ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ», свидетельство об аттестации № 019/01.00190-12.2013 от 07.12.2013г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «МАРЭМ+» на объектах Афипского НПЗ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РИТЭК-СОЮЗ», г. Краснодар
Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2
Почтовый адрес: 350080, г. Краснодар, ул. Демуса, 50
Тел.: (861) 260-48-00. Факс: (861) 260-48-14. E-mail:mail@ritek-souz.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Краснодарский ЦСМ»

Почтовый адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а.

Тел.: (861) 233-76-50, факс 233-85-86.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Краснодарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30021-10 от 30.04.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.