ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1331 от 21.09.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сызранский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ» (далее-АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- 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);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень-измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S; 0,5S; 0,5 по ГОСТ 7746-01, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7650 класса точности (КТ) 0,2S / 0,2 и ION 7330 класса точности (КТ) 0,5S/1 (ГР № 22898-07) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (43 точки измерения).

2-й уровень- измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя два сервера HP Proliant DL380e Gen8, устройство синхронизации времени УСВ-2 (ГР № 41681-10) , каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной

вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Энергосфера» 7.1.

Результаты измерений и состояние средств измерений (журналы счетчиков) по точкам измерения относящихся к диспетчерским наименованиям приведенным в таблице 2.1, организационно входящих в состав системы учета смежного субъекта, транслируются в адрес ИВК АО «Сызранский НПЗ» в виде XML-макетов 80020, и записываются на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов RS-485/Ethernet, далее по основному каналу связи по локальной вычислительной сети АО «СНПЗ» на сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации, сбор, хранение результатов измерений, оформление отчётных документов, а также передача информации всем заинтересованным субъектам в рамках согласованного регламента. При отказе основного канала сервер ИВК переключается на резервный, организованный по технологии CSD стандарта GSM. Сформированные XML-отчеты передаются в информационную систему ООО «РН-Энерго» и дальнейшее направление подписанного ЭП макета 80020 в ПАК ОАО «АТС», а также заинтересованным организациям и участникам Оптового рынка электроэнергии по выделенному каналу доступа в сеть Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-2, корректировка часов севера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и часов УСВ-2 на величину более ±1 с. Сличение показаний часов сервера и УСВ-2 происходит не реже 1 раза в 30 мин. Сличение показаний часов счетчиков и сервера ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами сервера на величину более ±1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сутки.
Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК установлено программное обеспечение (далее-ПО) ПК «Энергосфера» 7.1 Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» 7.1 приведены в таблице 1.

таблица 1- Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»

Продолжение таблицы 1

Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.45.5761
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2

таблица 2-Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТЛШ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 292 Зав. № 289 Зав. № 276	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА425	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A565-04	УСВ-2 зав №2970	Активная Реактивная
2	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТЛШ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 275 Зав. № 284 Зав. № 280	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА427	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A560-04		
3	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 100/5 Зав. № 4074224 Зав. № 4074234 Зав. № 4074220	-	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A569-04		
5	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 43	ТШЛ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 2023 Зав. № 923 Зав. № 3116	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. №1410ВА459	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A571-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТШЛ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 3599 Зав. № 944 Зав. № 1533	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. №1409ВА446	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A573-04	УСВ-2 зав №2970	Активная Реактивная
7	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 100/5 Зав. № 4074219 Зав. № 4074228 Зав. № 4074230	-	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A564-04		
8	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТОЛ-НТЗ-10-22, КТ 0,5S; 2000/5, Зав. № 05927, Зав. № 05804, Зав. № 05859	ЗНОЛП-НТЗ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06826 Зав. № 06820 Зав. № 06822	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A566-04		
9	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-НТЗ-10-22 КТ 0,5S;2000/5 Зав. № 05926 Зав. № 05801 Зав. № 05797	ЗНОЛП-НТЗ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06813 Зав. № 06814 Зав. № 06812	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A568-04		
10	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 37	ТОЛ-НТЗ-10-22 КТ 0,5S, 2000/5 Зав. № 05800 Зав. № 05802 Зав. № 05806	ЗНОЛП-НТЗ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06836 Зав. № 06879 Зав. № 06818	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A570-04		
11	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТОЛ-НТЗ-10-22 КТ 0,5S;2000/5 Зав. № 05860 Зав. № 05805 Зав. № 05856	ЗНОЛП-НТЗ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06825 Зав. № 06821 Зав. № 06819	ION 7650 КТ 0,2S/0,2 Зав. № MJ-1312A567-04		
12	ТП-3б 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 10 ООО "Адгезия- ЗИМ"	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5,100/5 Зав. № 14126 Зав. № 14128	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 0752	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A259-12		
13	ТП-3б 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 5 ООО "Адгезия-ЗИМ"	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5,100/5 Зав. № 14354 Зав. № 13819	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 0743	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A376-12		
14	ТП-52 6/0,4кВ фид. 12 РУ 6-кВ	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5; 50/5 Зав. № 2108 Зав. № 2107	НАМИ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 2994	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A347-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-93 6/0,4 кВ ООО «Транссервис СНПЗ ПР-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 50/5 Зав. № 4077161 Зав. № 4077166 Зав. № 4077164	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A266-12	УСВ-2 зав №2970	Активная Реактивная
16	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 15 ЗРУ 6-кВ	ТПК-10 УЗ КТ 0,5,150/5 Зав. № 00390 Зав. № 00552 Зав. № 00632	ЗНОЛ.06-6 УЗ КТ 0,5 6000/100 Зав. № 13019 Зав. № 13203 Зав. № 13139	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A264-12		
17	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 18 ЗРУ 6-кВ	ТПК-10 УЗ КТ 0,5,150/5 Зав. № 01030 Зав. № 00089 Зав. № 01044	ЗНОЛ.06-6 УЗ КТ 0,5 6000/100 Зав. № 5356 Зав. № 5349 Зав. № 5357	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A351-12		
18	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 17 ЗРУ 6-кВ ООО «Сызранская Топливная Компания»	ТПК-10 УЗ КТ 0,5, 75/5, Зав. № 01384 Зав. № 01119 Зав. № 01230	ЗНОЛ.06-6 УЗ КТ 0,5 6000/100 Зав. № 5356 Зав. № 5349 Зав. № 5357	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A297-12		
19	ООО «Спец РСУ» СНПЗ, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S,50/5 Зав. № 4077163 Зав. № 4077165 Зав. № 4077162	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A296-12		
20	ТП-90а 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12 ООО «Инвест стройснаб»	ТЛК-10-5 УЗ КТ 0,5; 100/5 Зав. № 12537 Зав. № 12376	НАМИТ-10-1 УХЛ2 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0919	ION 7650, КТ 0,2S/0,2, Зав. № MJ-1312A562-04		
21	ТП-18а 6/0,4кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» СНПЗ ТП-18а СОД-1	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074227 Зав. № 4074231 Зав. № 4074221	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A261-12		
22	ТП-18а 6/0,4кВ ОАО «Приволжск нефтепровод» СНПЗ ТП-18а СОД-2	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074223 Зав. № 4074233 Зав. № 4074214	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A348-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск-нефтепровод» узел учёта нефти ввод №2 СНПЗ	ТОП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075632 Зав. № 4075631 Зав. № 4075624	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A262-12	УСВ-2 зав№2970	Активная Реактивная
24	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск-нефтепровод» узел учёта нефти Ввод №1 СНПЗ	ТОП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075625 Зав. № 4075626 Зав. № 4075628	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A260-12		
25	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск-нефтепровод» СНПЗ,ЩСУ1-2	ТШП-0,66 КТ 0,2S;600/5 Зав. № 4102101 Зав. № 4102104 Зав. № 4102099	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A380-12		
26	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск-нефтепровод» СНПЗ, ЩСУ1-1	ТШП-0,66 КТ 0,2S;600/5 Зав. № 4102102 Зав. № 4102103 Зав. № 4102100	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A263-12		
27	ТП-6А 6/0,4 кВ ООО «Вектор-сервис» СНПЗ	ТОП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075627 Зав. № 4075630 Зав. № 4075629	-	M7330 ION 0,5S/1 Зав. № MB-1312A-392-12		
28	ТП-48 6/0,4 кВ РП-0,4 кВ ф.1 ОАО Средне-Волжский штаб ВГСЧ"	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 75/5 Зав. № 4076098 Зав. № 4076101 Зав. № 4076102	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A-398-12		
29	ТП-38а 6/0,4кВ ПР -0,4 кВ ф. 7 ООО "РН-Информ"	ТШП-0,66 КТ 0,2S;300/5 Зав. № 4103298 Зав. № 4103302 Зав. № 4103305	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A377-12		
30	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-2 0,4 кВ ф. №3 ООО «Сызраньремстрой»	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074222 Зав. № 4074236 Зав. № 4074215	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A257-12		
31	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-3 0,4 кВ ф. №4 ООО "Сф"Теплои-золяция"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074226 Зав. № 4074232 Зав. № 4074216	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A395-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-4 0,4 кВ яч. 5 ООО "ПСМ+"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074211 Зав. № 4074213 Зав. № 4074212	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A393-12	УСВ-2 зав№2970	Активная Реактивная
33	ТП-41а 6/0,4 В ПР-5 0,4 кВ яч. №5 ОАО «ВБРР»	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076086 Зав. № 4076096 Зав. № 4076094	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A355-12		
34	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-5 0,4 кВ ф. №6 ООО "Сызрань ремстрой"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074225 Зав. № 4074237 Зав. № 4074217	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A397-12		
35	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-5 0,4 кВ яч.8 ЩО-5 ОАО "Вымпелком-Коммуникации	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076090 Зав. № 4076092 Зав. № 4076085	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A354-12		
36	ТП-41а 6/0,4кВ ПР-5 0,4 кВ яч. №9 ООО "МСС Поволжье"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076095 Зав. № 4076083 Зав. № 4076091	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A381-12		
37	ТП-41а 6/0,4кВ ПР-6 0,4 кВ яч. №6 ООО "Техносервис"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;150/5 Зав. № 4074238 Зав. № 4074240 Зав. № 4074239	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A383-12		
38	ТП "Береговая" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 11	ТЛК-10 КТ 0,5,100/5 Зав. № 6642 Зав. № 2866 Зав. № 6589	НАМИ-10 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 531	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A384-12		
39	ТП "Береговая" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 12	ТЛК-10 КТ 0,5,100/5 Зав. № 1392 Зав. № 0523 Зав. № 1887	НАМИТ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0380	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A356-12		
40	ТП "Береговая" 6/0,4 кв РУ-6 кВ яч. 20 С/о"Нефтяник	ТЛК-10-6 У3 КТ 0,5,150/5 Зав. № 0169 Зав. № 0621	НАМИТ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0380	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A353-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ТП-76 6/0,4 кВ РУ-0,4 кВ секция №1, панель №2 ООО «Квант»	ТШП-0,66 КТ 0,2S; 200/5 Зав. № 4102521 Зав. № 4102520 Зав. № 4102522	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A350-12	УСВ-2 зав.№2970	Активная Реактивная
42	КТП-5 6/0,4 кВ ООО «Полакс» СНПЗ РП-0.4	ТОП-0,66 КТ 0,2S, 75/5 Зав. № 4076100 Зав. № 4076099 Зав. № 4076103	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A359-12		
43	КТП-5 6/0,4 кВ ОАО «Самаранефтегаз» Здание ЦЗЛ ЮГ ШП-1 Ф-6	ТОП-0,66 КТ 0,2S,30/5 Зав. № 4076089 Зав. № 4076093 Зав. № 4076087	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A360-12		
44	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-2 0,4 кВ яч. №1 ОАО «ВБРР»	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076084 Зав. № 4076088 Зав. № 4076097	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A294-12		

Перечень измерительных каналов (диспетчерские наименования), результаты измерений которых передаются в виде XML-макетов 80020 на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ» приведен в таблице 2.1

таблица 2.1-Перечень измерительных каналов (диспетчерские наименования), результаты измерений которых передаются в виде XML-макетов 80020 на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ»

Номер ИК	Номер диспетчерского наименования АИИС КУЭ смежного субъекта	Диспетчерское наименование точки измерения	Наименование АИИС КУЭ, номер в Государственном реестре средств измерений
1	2	3	4
1	6	ОМВ-110 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Кубра» (ГР № 62090-15)
2	7	ВЛ-110 кВ СНПЗ-1	
3	8	ВЛ-110 кВ СНПЗ-2	
4	19	КЛ-35кВ ВОДОЗАБОР-1	Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Волжская ТГК» Самарского региона (ГР № 35905-07)
5	20	ВЛ-35кВ ВОДОЗАБОР-2	
6	21	ВЛ-35кВ ЦРП-3-2	
7	429	КЛ-35кВ «ЦРП-3-1» яч.13	Канал измерительной системы измерительно-информационной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Волжская ТГК» Самарского региона (ГР № 48838-12)

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации определены для ИК №1,2,5,6 при параметрах сети: ток- 0,05Iном и температуры окружающего воздуха в месте

расположения счетчиков электроэнергии от 15 до 35 °С, для ИК №3,7 ток - 0,01Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 до 35°С, для ИК №8,9,10,11,15,19,21-37,41-44 ток- 0,01Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от - 20 до + 40 °С, ИК №12,13,14,16, 17, 18,20,38,39,40 ток - 0,05Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от - 20 до + 40 °С, cos φ = 0,8 инд. и приведены в таблице 3.

таблица 3-Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях.

Номер измерительного канала	Значение cosφ	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		1(2)≤ Iраб <5		5≤ Iраб <20		20≤ Iраб <100		100≤ Iраб <120	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
8-11	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,4	±2,2	±1,1	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,3	±1,7	±2,4	±1,3	±1,8	±1,3	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
3,7	0,5	±2,0	±1,1	±1,1	±0,6	±0,8	±0,4	±0,8	±0,4
	0,8	±1,3	±1,6	±0,8	±0,9	±0,5	±0,6	±0,5	±0,6
	1	±1,0	Не норм	±0,6	Не норм	±0,4	Не норм	±0,7	Не норм
15,19, 21-37, 41-44	0,5	±3,2	±3,6	±2,8	±3,5	±2,6	±3,4	±2,6	±3,4
	0,8	±2,3	±4,3	±2,1	±4,1	±2,0	±3,9	±2,0	±3,9
	1	±1,8	Не норм	±1,6	Не норм	±1,9	Не норм	±1,6	Не норм
1,2,5,6	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,4	±1,3	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм
12,13, 16,17, 18,38	0,5	-	-	±6,0	±4,2	±3,8	±3,7	±3,3	±3,6
	0,8	-	-	±3,5	±5,9	±2,5	±4,5	±2,3	±4,2
	1	-	-	±2,3	Не норм	±1,9	Не норм	±2,1	Не норм
14,20, 39,40	0,5	-	-	±5,9	±4,2	±3,7	±3,6	±3,1	±3,5
	0,8	-	-	±3,4	±5,8	±2,4	±4,4	±2,2	±4,1
	1	-	-	±2,3	Не норм	±1,8	Не норм	±2,0	Не норм

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях определены при параметрах сети: напряжение (0,98-1,02) Uном; для ИК №1,2,5,6,12,13,14,16,17,18,20,38,39,40 ток (0,05-1,2) Iном, для ИК №3,7,8,9,10,11,15,19,21-37,41-44 ток (0,01-1,2) Iном,cos φ = 0,9 инд.; температура окружающей среды 20±5 °С и приведены в таблице 4.

таблица 4-Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации.

Номер измерительного канала	Значение cosφ	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации, %							
		1(2)≤ Iраб <5		5≤ Iраб <20		20≤ Iраб <100		100≤ Iраб <120	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
8-11	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,4	±2,2	±1,1	±2,2	±1,1
	0,8	±2,9	±4,3	±1,7	±2,4	±1,2	±1,8	±1,2	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
3,7	0,5	±1,9	±1,0	±1,1	±0,6	±0,7	±0,4	±0,7	±0,4
	0,8	±1,2	±1,6	±0,8	±0,9	±0,5	±0,6	±0,5	±0,6
	1	±0,9	Не норм	±0,6	Не норм	±0,3	Не норм	±0,3	Не норм
15,19, 21-37, 41-44	0,5	±2,2	±1,6	±1,4	±1,3	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
	0,8	±1,3	±2,2	±0,9	±1,7	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
	1	±1,0	Не норм	±0,7	Не норм	±0,6	Не норм	±0,6	Не норм
1,2,5,6	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,4	±1,2	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм
12,13, 16,17, 18,38	0,5	-	-	±5,5	±2,7	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,8	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,6	±1,3	±2,1
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,2	Не норм	±1,0	Не норм
14,20, 39,40	0,5	-	-	±5,4	±2,7	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,8	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,2	±1,9
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный ION 7330, ION 7650

-среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов;

-среднее время восстановления работоспособности tв = 2 часа;

трансформатор тока (напряжения)

-среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,

устройство синхронизации времени УСВ-2

-среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов;

-среднее время восстановления работоспособности tв = 2 часа;

сервер

-среднее время наработки на отказ не менее Т = 89600 часов,

-среднее время восстановления работоспособности tв = 2 часа.

Надежность системных решений:

-защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

-резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;

- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:
механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;

защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:
- электросчетчик ION - каждый массив профиля при времени интегрирования 30 мин составляет 3,7 месяца;
- сервер- хранение результатов измерений, состояний средств измерений-не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средств измерения

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.
таблица 5- Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре СИ	Количество (шт.)
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный ION (исполнение ION 7330 (M7330A0B0B0A0A6A), КТ 0,5S/1,0	22898-07	32
Счетчик электрической энергии многофункциональный ION (исполнение ION 7650 (M7650A0C0B5A0A6E), КТ 0,2S/0,2	22898-07	11
Трансформатор тока ТПК-10 УЗ, КТ 0,5	22944-13	9
Трансформатор тока ТОП-0,66, КТ 0,2S	47959-11	66
Трансформатор тока ТШЛ-10, КТ 0,5	3972-73	6
Трансформатор тока ТЛШ-10, КТ 0,5	11077-07	6
Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10-22, КТ 0,5S	51679-12	12
Трансформатор тока ТОЛ-10-I-2, КТ 0,5	15128-07	2
Трансформатор тока ТЛК-10, КТ 0,5 и его модификации ТЛК-10-6 УЗ и ТЛК-10-5 УЗ, КТ 0,5	9143-06	6/8
Трансформатор тока ТШП-0,66, КТ 0,2S	15173-06	12
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6, КТ 0,5	3344-08	6
Трансформатор напряжения НАМИТ-10, КТ 0,2(модификация НАМИТ-10-1 УХЛ 2, КТ 0,2 НАМИТ-10-1, КТ 0,5)	51198-12	1/1/2
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,2	57274-14	1
Трансформатор напряжения НТМИ-6 УЗ, КТ 0,5	51199-12	4
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-НТЗ-6, КТ 0,5	51676-12	12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации времени УСВ-2	41681-10	1
Сервер HP Proliant DL380e Gen8	-	2
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-01-0274142328-2016		1
Формуляр ФО 4222-01-0274142328-2016 с Изменением №1		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-01-0274142328-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сызранский НПЗ. Методика поверки», утвержденной ФБУ «Самарский ЦСМ» 27.01.2016.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки:

-трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003.

-трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011.

-счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7330, ION 7650 в соответствии с документом МП 2203-0066-2006 «Счётчики электрической энергии многофункциональные ION. Методика поверки, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ» им. Менделеева» в декабре 2006 г.

-устройство синхронизации времени УСВ-2 в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2». Методика поверки. ВЛСТ.237.00.001 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12 мая 2010 г.

-радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04.

-мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ» приведены в документе «Методика (метод) измерений электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ». МВИ 4222-01-0274142328-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №122/RA.RU 311290/2016 от 22 января 2016г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ»

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

ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель
Акционерное общество «Сызранский НПЗ» (АО «Сызранский НПЗ»).
Адрес почтовый (юридический): 446009, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1.
ИНН 6325004584

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ» проведена Акционерным обществом «Сызранский НПЗ» (АО «Сызранский НПЗ»)
Адрес почтовый (юридический): 446009, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1.
ИНН 6325004584

Заявитель
Общество с ограниченной ответственностью «Энвижн - Индустриальные решения»
(ООО «Энвижн – Индустриальные решения»)
Адрес (почтовый): 450077, Уфа, ул. Мустая Карима, д. 28
ИНН 0274142328

Испытательный центр
Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, пр. Карла Маркса,134, г. Самара
Телефон: (846) 3360827
E-mail: smrcsm@saminfo.ru.
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16 ноября 2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п

"_____"_____2016 г.