

Приложение № 8
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2332

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ», 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ», 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) и далее на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждые 60 мин, корректировка часов сервера производится при обнаружении расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину не менее ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допускае- мой относи- тельной по- грешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 43	ТШЛ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3972-73 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
2	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТШЛ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3972-73 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
3	ПС 110 кВ ГПП-1, ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	0,5	1,5
							Реактив- ная	0,7	1,8
4	ПС 110 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
6	ПС 6 кВ ТП-90а от ГПП-2, РУ-6 кВ, II с.ш. 6кВ, яч. 12, ф.12	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
7	ПС 6 кВ ТП-52а от ГПП-2, РУ-6 кВ, II с.ш. 6кВ, яч. 12, КВЛ-6 кВ ф.12	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	ION7330 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,3
							Реактив- ная	1,9	4,3
8	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
9	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ТСН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07	Актив- ная	0,5	1,5		
					Реактив- ная	0,7	1,8		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 37	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
12	ПС 110 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ION7650 Кл.т. 0,2S/0,2 Рег. № 22898-07			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,2	4,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 3-5, 10-12 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	12
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-5, 10-12 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-5, 10-12 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -4 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 72 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 9 3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;

пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках и сервере;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков электрической энергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании: счетчиков электрической энергии; сервера.

Возможность коррекции времени в:
 счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
 о состоянии средств измерений;
 о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
 измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШЛ-10У3	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТЛШ10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 У3	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ION	11
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-279-2020	1
Формуляр	ЭНПР.411711.044.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-279-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ», 2 очередь. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 04.09.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков ION – по документу МП 2203-0066-2006 «Счетчики электрической энергии многофункциональные ION. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в декабре 2006 г.;
- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ», 2 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ», 2 очередь

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143402, Московская обл., г. Красногорск, ул. Международная, д. 14, секция 5-001

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.