

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июля 2021 г. № 1340

Регистрационный № 82326-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НГПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НГПЗ» (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 трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер ООО «РН-Энерго») с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер ПАО «Россети Волга» с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую 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.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1-3 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее информация при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Россети Волга», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на сервер ООО «РН-Энерго» в виде xml-файлов установленных форматов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «РН-Энерго». На сервере ООО «РН-Энерго» осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер ООО «РН-Энерго» 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 сервера ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта 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 УСПД, часы сервера ООО «РН-Энерго», сервера ПАО «Россети Волга» и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Россети Волга» с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ПАО «Россети Волга» производится при расхождении показаний часов с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера ООО «РН-Энерго» с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ООО «РН-Энерго» производится при расхождении показаний часов сервера и УСВ более ± 1 с.

Синхронизация часов УСПД происходит от встроенного приемника точного времени.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД (для ИК №№ 1-3) осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов с часами УСПД более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ООО «РН-Энерго» (для остальных ИК) осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера ООО «РН-Энерго», сервера ПАО «Россети Волга» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

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 ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПК «Энергосфера»	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ «Нефтегорская- 2», ЗРУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч.16, КЛ-6 кВ ф.16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Pro- Liant DL380 G7 VMware	Актив- ная	1,3	3,3
2	ПС 110 кВ «Нефтегорская- 2», ЗРУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.28, КЛ-6 кВ ф.28	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		УСВ-3 Рег. № 64242-16		Актив- ная	1,3	3,3
3	ПС 110 кВ «Нефтегорская- 2», ЗРУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.36, КЛ-6 кВ ф.36	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		УСВ-3 Рег. № 64242-16		Реак- тивная	2,5	5,7
								Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
4	ЗРУ 6кВ №2 «Водонасосная», яч.11 (Ф-16)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,3	3,4	
									Реак- тивная	2,5	5,7
5	ЗРУ 6кВ №3 «Компрессорная I блока», яч.4	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-					Актив- ная	1,3
								Реак- тивная	2,5	5,7	
6	ЗРУ 6кВ №3 «Компрессорная I блока», яч.16 (ф.36)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-			Актив- ная	1,3	3,4	
								Реак- тивная	2,5	5,7	
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 №№ 4-6 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – указана 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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов 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
1	2
Количество ИК	6
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 4-6</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 4-6</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД:</p> <p>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (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 измерительные	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ПАО «Россети Волга»	HP ProLiant DL380 G7	1
Сервер ООО «РН-Энерго» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-346-2021	1
Формуляр	ЭНПР.411711.065.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НГПЗ», 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 «НГПЗ»

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

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

