

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АНПЗ ВНК» (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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», источник точного времени (устройство сбора и передачи данных с подключенным к нему устройством синхронизации системного времени (УССВ)), каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (АРМ), 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, 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.

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 и мощности (ОРЭМ).

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется от сервера на АРМ ООО «РН-Энерго». Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, часы устройства сбора и передачи данных, устройство синхронизации системного времени (УССВ).

Сравнение показаний часов устройства сбора и передачи данных с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенным к нему УССВ) осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов устройства сбора и передачи данных производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера с часами устройства сбора и передачи данных осуществляется при каждом сеансе связи (не реже 1 раза в сутки), корректировка часов сервера производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, устройства сбора и передачи данных 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 программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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

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/ ИТВ	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основ- ной относитель- ной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КТПН-25 кВА 6/0,4 кВ ТО КРО Сибирского филиала ОАО «Мега- фон», ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 58386-14 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
2	КТП-10 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0.4 кВ, яч.№ 11	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 26198-03 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
3	КТП-10 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0.4 кВ, яч.№ 9	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
4	КТП-10 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0.4 кВ, яч.№ 7	ТТИ-А Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; С Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 52667-13 Фазы: В	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.№ 8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
6	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.№ 17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
7	РТП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.№ 1А	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
8	РТП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.№ 2Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
9	ТП-21 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ 2СШ 0,4кВ, яч.№ 19	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
10	ТП-10 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, яч.№ 20	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 26198-03 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Актив- ная	0,9	2,9	
					Реак- тивная	1,9	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	КТП-1 6/0,4 кВ (РТП-10 6 кВ), РУ-0,4 кВ, яч.№ 7	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 19956-00 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
12	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0.4 кВ, п.3 яч.4	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 19956-00 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
13	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0.4 кВ, п.7 яч.3	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 19956-00 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	0,9	2,9
						Реак- тивная	1,9	4,6
14	РТП-7 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.№ 21	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
15	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0.4 кВ, 1СШ 0.4 кВ, п.1 гр.2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 26198-03 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Актив- ная	0,9	2,9	
					Реак- тивная	1,9	4,6	
16	РТП-7 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.№ 17	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реак- тивная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	РТП-7 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.№ 18	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
18	ГПП-5 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, яч.№ 38	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
19	ГПП-5 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.№ 10	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
20	РТП-7 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.№ 4	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
21	КТПН-250 кВА 6/0,4 кВ ОАО «ОМУС-1» (от ГПП- 5 110 кВ), ввод 0,4 кВ	ТШП-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 58385-14 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	
22	Щит-0,4 кВ строи- тельной площадки, КЛ-0,4 кВ от п.№ 4 1ЩСУ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	КТПН-3 6/0,4 кВ ОАО «ОМУС-1», ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5
24	Узел учета № 2 0.4 кВ, КЛ-0.4 кВ от п.3 1Щ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580	Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5
25	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ С-701	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	I С.Ш.: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7
26	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ С-702	ТВ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	II С.Ш.: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	<p>I С.Ш.:</p> <p>НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С</p> <p>II С.Ш.:</p> <p>НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С</p>	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	1,1	3,0
28	КТПН-250 кВА 6/0,4 кВ ОАО «ОМУС-1» (от ГПП- 1 110 кВ), ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5
29	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Назаров- ская ГРЭС - Ачинский НПЗ I цепь (Д-83)	ТВ-220 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	<p>I С.Ш.:</p> <p>НКФ-220-58 У1 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 14626-95 Фазы: А; В; С</p>	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804101528 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	IMB 245 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32002-06 Фазы: А; В; С	I С.Ш.: НКФ-220-58 У1 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 14626-95 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLi- ant DL580 G5/ RTU-325 Рег. № 37288-08	Актив- ная	1,1	3,0
			II С.Ш.: НКФ-220-58 У1 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 14626-95 Фазы: А; В; С			Реак- тивная	2,3	4,7
31	ПС 220/110/10 кВ «АНПЗ» № 2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Назаров- ская ГРЭС - Ачинский НПЗ II цепь (Д-84)	ТВ-220/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3191-72 Фазы: А; В; С	II С.Ш.: НКФ-220-58 У1 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 14626-95 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,7

Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ ±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 №№ 2, 9-13, 15, 18, 19, 25, 29 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 устройства сбора и передачи данных 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	31
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 2, 9-13, 15, 18, 19, 25, 29</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 №№ 2, 9-13, 15, 18, 19, 25, 29</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, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °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 +10 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для устройства сбора и передачи данных:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УССВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</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>44000</p> <p>2</p> <p>100000</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 сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована);

устройстве сбора и передачи данных (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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	18

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	13
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТШП-40	3
Трансформаторы тока	ТВ-110	9
Трансформаторы тока	ТВ-220	3
Трансформаторы тока	ІМВ 245	3
Трансформаторы тока	ТВ-220/25	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	31
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	1
Сервер	HP ProLiant DL580 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-196-2019	1
Формуляр	770652.411789.001.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-196-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АНПЗ ВНК». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 20.09.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- 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 «АНПЗ ВНК», свидетельство об аттестации № 225/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АНПЗ ВНК»

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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.