

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (5-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (5-я 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 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 устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер СД), сервер баз данных (сервер БД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени, 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 по проводным линиям связи поступает на соответствующее УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Передача данных от УСПД на сервер СД осуществляется при помощи технических средств приема-передачи данных.

На сервере СД 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 СД может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде.

От сервера СД результаты измерений, а также информация о состоянии средств и объектов измерений передаются на сервер БД, на котором осуществляется хранение поступающей информации. Далее по запросам сервера СД происходит выборка данных на сервере БД для формирования xml-файлов установленных форматов, которые в автоматическом режиме передаются по электронной почте на АРМ ООО «РН-Энерго».

Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (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.

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 УСПД, часы сервера СД, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующий часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера СД с РСТВ-01-01 осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера СД осуществляется 1 раз в 30 мин, корректировка часов УСПД производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера сбора данных 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) «ТЕЛЕСКОП+». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1	
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6 a57eb2ba15af0c	cda718bc6d123b63a 8822ab86c2751ca
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	Наименова- ние точки изме- рений	Измерительные компоненты				Сервер/ Устройст- во синхро- низации времени	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			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	10
1	ПС 110 кВ Приморская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
2	ПС 110 кВ Приморская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L Рег. № 36643-07	HP Proliant DL380 Gen 9	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
3	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ- 35кВ, ВЛ 35 кВ КНС-12-1	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 17552-06 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1R-3-AL-C29- Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	5,0
4	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ- 35кВ, ВЛ 35 кВ КНС-12-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1R-3-AL-C29- Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, ВЛ 35 кВ ЦПС-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1R-3-AL-C29- Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	HP Proliant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	5,0
6	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, ВЛ 35 кВ ЦПС-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фаза: А ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1R-3-AL-C29- Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	5,0
7	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СШ2, Яч.7, ВЛ-35 кВ Шмырин- ская-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.11 Рег. № 39562-13	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,6	
8	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СШ2, Яч.6, ВЛ-35 кВ Се- вер-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.11 Рег. № 39562-13	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СШ1, Яч.3, ВЛ-35 кВ Сургутская-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.11 Рег. № 39562-13	HP Proliant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,7
10	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СШ2, Яч.8, ВЛ-35 кВ Сургутская-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.11 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
11	ПС 110 кВ Фасаховская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 1Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,6	1,5
						Реак- тивная	1,1	2,5	
12	ПС 110 кВ Фасаховская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 2Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L Рег. № 36643-07	Актив- ная	0,6	1,5	
						Реак- тивная	1,1	2,5	
13	ПС 110 кВ Северный Салым, ЗРУ- 6кВ Северо- салымская, СШ1 6кВ, Ввод-6кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; 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	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110 кВ Северный Салым, ЗРУ- 6кВ Северо- салымская, СШ2 6кВ, Ввод-6кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; 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	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	HP Proliant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
15	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ЗРУ 6 кВ ПГТЭС, СШ1 6кВ, Ввод- 6кВ	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
16	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ЗРУ 6 кВ ПГТЭС, СШ2 6кВ, Ввод- 6кВ	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6	
17	ПС 110 кВ Мамонтов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG145N Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	А1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7	
18	ПС 110 кВ Мамонтов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG145N Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	А1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ПС 110 кВ Бекметьев- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	3,1
20	ПС 110 кВ Бекметьев- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPA 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47846-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	3,1
21	ПС 110 кВ Корнилов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Proliant DL380 Gen 9	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	5,0
22	ПС 110 кВ Корнилов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	5,0
23	ПС 110 кВ Иглинская, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.5, КЛ 6 кВ ОП-1 в сто- рону ЗРУ 6 кВ КНС 2ЮБ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ПС 110 кВ Иглинская, ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ ОП-2 в сто- рону ЗРУ 6 кВ КНС 2ЮБ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	HP Proliant DL380 Gen 9	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,7
25	ПС 35 кВ 152, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.8, ф.152-08	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	EPQS 122 21.12LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
26	ПС 35 кВ 152, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.14, ф.152- 14	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	EPQS 122 21.12LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7

Пределы допускаемой 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 №№ 1-3, 5, 6, 9, 11, 12, 18-24 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 УСПД и PCTB-01-01 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	26
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 1-3, 5, 6, 9, 11, 12, 18-24</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 №№ 1-3, 5, 6, 9, 11, 12, 18-24</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 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 +30</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов Альфа А1800, Альфа:</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 36697-08):</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 счетчиков типа EPQS:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для ТК16L, ТК16L.11:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для Шлюз Е-422:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для РСТВ-01-01:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>72</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Альфа: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа EPQS: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для ТК16L, ТК16L.11, Шлюз Е-422: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 70 3 113 40 100 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
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;
УСПД;
серверов.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
серверов.

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.
1	2	3
Трансформаторы тока	TG145N	30
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	2
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35 III	2
Трансформаторы тока	GIF 40,5	13
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	1
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ10	4
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	6
Трансформаторы напряжения	GEF 40,5	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения измерительные	СРА 123	15
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	15
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	16

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	2
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	4
Контроллеры терминальные	TK16L.10	3
Контроллеры терминальные	TK16L.11	1
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Шлюз E-422	3
Сервер СД	HP Proliant DL380 Gen 9	1
Сервер БД	HP Proliant DL380 Gen 9	1
Методика поверки	МП ЭПР-207-2019	1
Формуляр	770652.411789.005.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-207-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (5-я очередь). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 29.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с методиками поверки средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (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 ООО «РН-Юганскнефтегаз» (5-я очередь)», свидетельство об аттестации № 236/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (5-я 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

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений»
(ООО «АЭР»)
ИНН 7722771911
Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5
Телефон (факс): (499) 681-15-52
Web-сайт: energoagent.com
E-mail: mail@energoagent.com

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.