

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОМПЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АО «Газпромнефть-ОМПЗ», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS (далее - УССВ), программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер баз данных ИВК раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML на АРМ и сервер энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка отправляет с использованием ЭП данные отчеты в формате XML по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ, всем заинтересованным субъектам и другим заинтересованным лицам в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ не более ± 1 с. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.07, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.21, ВЛ-35кВ 12Ц	ТФМ-35-П Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2.2	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.20, КЛ-35кВ 2Ц	ТФНД-35М Кл. т. 0,5 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2.3	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.19, КЛ-35кВ 11Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S 1000/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2.4	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.17, ВЛ-35кВ 1Ц	ТФМ-35-П Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2.5	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.16, КЛ-35кВ 3Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2.6	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.15, КЛ-35кВ 4Ц	ТОЛ-35 III Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2.7	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.9, КЛ-35кВ 5Ц	ТФМ-35-П Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.8	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.5, ВЛ-35кВ 10Ц	ТФМ-35-П Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
2.9	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.2, КЛ-35кВ 6Ц	ТФНД-35М Кл. т. 0,5 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
2.10	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, ПСШ, яч.1, ВЛ-35кВ 8Ц	ТФЗМ-35-П Кл. т. 0,5S 600/5	НИОЛ-СТ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
2.11	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.4, КЛ-6кВ 4Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
2.12	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.6, КЛ-6кВ 6Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
2.13	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1, яч.8, КЛ-6кВ 8Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
2.14	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2, яч.18, КЛ-6кВ 18Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
2.15	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2, яч.19, КЛ-6кВ 19Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
2.16	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.33, КЛ-6кВ 33Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
2.17	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.34, КЛ-6кВ 34ША	ТОЛ -10 Кл. т. 0,5S 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.18	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.37, КЛ-6кВ 37Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
2.19	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3, яч.38, КЛ-6кВ 38ШБ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
2.20	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5, яч.61, КЛ-6кВ 61Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2.21	Омская ТЭЦ-3 (110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5, яч.65, КЛ-6кВ 65Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
3.1	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.1, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (43Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3.2	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.2, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (42Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 600/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3.3	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.4, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (41Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3.4	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.8, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (45Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3.5	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.10, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (46Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3.6	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.11, ВЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (48Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.7	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.13, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (52Ц)	ТПЛ-35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
3.8	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 2СШ, яч.15, КЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (50Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
3.9	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ЗРУ-35кВ, 1СШ, яч.17, ВЛ-35кВ Омская ТЭЦ-4 - ОНПЗ (47Ц)	ТПОЛ -35 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
3.16	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.54, КЛ-6кВ 454Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.17	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5Ш, яч.55, КЛ-6кВ 455Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.18	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 5Ш, яч.57, КЛ-6кВ 457Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.19	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.62, КЛ-6кВ 462Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.20	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.64, КЛ-6кВ 464Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.21	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 6Ш, яч.70, КЛ-6кВ 470Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
3.22	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.79, КЛ-6кВ 479Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.23	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.80, КЛ-6кВ 480Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3.24	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.81, КЛ-6кВ 481Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3.25	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.82, КЛ-6кВ 482Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3.26	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 7Ш, яч.83, КЛ-6кВ 483Ш	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3.27	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 8Ш, яч.92, КЛ-6кВ 492Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3.10	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 3Ш, яч.33, КЛ-6кВ 433Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
3.11	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 4Ш, яч.32, КЛ-6кВ 432Ш	ТПОЛ -10 Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
3.12	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 4Ш, яч.26, КЛ-6кВ 426Ш	ТОЛ 10-І Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
3.13	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2Ш, яч.16, КЛ-6кВ 416Ш	ТОЛ 10-І Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
3.14	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 1Ш, яч.15, КЛ-6кВ 415Ш	ТОЛ 10-І Кл. т. 0,5S 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.15	Омская ТЭЦ-4 (220/110/35/6/0,4 кВ), ГРУ-6кВ, сек. 2Ш, яч.8, КЛ-6кВ 408Ш	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S 600/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
4.2.1	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D01	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 800/1	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
4.2.2	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D02	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 800/1	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
4.2.3	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D03	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 800/1	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
4.2.4	ПС 220/6 кВ «Нефтезаводская», ЗРУ-220 кВ, Ввод D04	АМТ 245/1 Кл. т. 0,2 800/1	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
4.1.1	ПС 220/6 кВ «Ароматика», ЗРУ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Лузино - Ароматика (ВЛ Д-7)	ELK-CN14 Кл. т. 0,2S 1000/5	SU 252/B Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
4.1.2	ПС 220/6 кВ «Ароматика», ЗРУ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Ароматика - Омская ТЭЦ-4 (ВЛ Д-17)	ELK-CN14 Кл. т. 0,2S 1000/5	SU 252/B Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05)I_{ном}$, температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 2.1-2.21, № 3.1-3.27, № 4.1.1-4.1.2, № 4.2.1-4.2.4 от 0 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена устройства синхронизации времени на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	54
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4 для электросчетчика А1802RALXQ-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 120000 120000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОМПЗ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФМ-35-II	17552-06	8
Трансформатор тока	ТФНД-35М	3689-73	4
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III	47959-11	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-35-II	17552-06	2
Трансформатор тока	ТПОЛ -10	47958-11	18
Трансформатор тока	ТОЛ -10	47959-11	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	22192-07	2
Трансформатор тока	ТПОЛ -35	5717-76	16
Трансформатор тока	ТПЛ-35	47958-11	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	22
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-07	2
Трансформатор тока	ТПОЛ -10	1261-02	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I	15128-03	8
Трансформатор тока	АМТ 245/1	39472-08	12
Трансформатор тока	ELK-CN14	58214-14	6
Трансформатор напряжения	НИОЛ-СТ-35	58722-14	7
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	8
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	912-54	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	STE 1/245	37111-08	12
Трансформатор напряжения	SU 252/B	63512-16	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	36
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	31857-11	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	-	1
Методика поверки	МП 206.1-049-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.488 ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-049-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОМПЗ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- счетчиков А1802RAL-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчиков А1802RALXQ-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ОМПЗ», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

Почтовый адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф.9

Телефон: +7(4922) 423-162, 222-162, 222-163

Факс: +7(4922) 423-162

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7(495) 437-55-77

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.