

Регистрационный № 97088-25

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные MERTIS QBS

Назначение средства измерений

Машины испытательные MERTIS QBS (далее – машины) предназначены для измерений силы, перемещения штока гидроцилиндра и перемещения (деформации) при проведении испытаний образцов материалов на растяжение, сжатие, изгиб, сдвиг, выращивание трещины.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на преобразовании электрической энергии сервогидравлическим приводом в линейное перемещение подвижного захвата и соответствующую нагрузку, прикладываемую к образцу, которая преобразуется тензорезисторным силоизмерительным датчиком в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально нагрузке.

Машины состоят из основания, на котором закреплены нагружающая рама и направляющие колонны с подвижной и неподвижной траверсами, захватами образца на траверсах, сервогидравлического привода, гидростанции, тензорезисторного датчика силы, датчика перемещения подвижного захвата, электронного шкафа управления, контроллера.

Испытываемый образец закрепляется в захватах подвижной и неподвижной траверсы. Нагрузка, прикладываемая к испытываемому образцу, измеряется датчиком силы, размещенным на траверсе. Датчик может работать на растяжение и сжатие.

Дополнительно диапазон измерений перемещения (деформации) образцов обеспечивается датчиками перемещений (деформаций) контактными. Датчики имеют возможность подключения к электронному шкафу управления машин.

Электронный шкаф управления предназначен для управления режимами работы машин, обработки, хранения, отображения и передачи измеренных значений на внешние устройства.

Машины могут быть укомплектованы высокотемпературными печами, температурными камерами, а также различными датчиками перемещений (деформации) с различными диапазонами измерений, отвечающими требованиям испытаний в соответствии с таблицей 7.

Выпускаемые модификации машин QBS-5, QBS-10, QBS-20, QBS-50, QBS-100, QBS-200, QBS-250, QBS-300, QBS-500, QBS-750, QBS-1000, QBS-2000, QBS-2500, QBS-5A, QBS-10A, QBS-20A, QBS-50A, QBS-100A, QBS-200A, QBS-250A, QBS-300A, QBS-500A, QBS-750A, QBS-1000A, QBS-2000A, QBS-2500A, QBS-5B, QBS-10B, QBS-20B, QBS-50B, QBS-100B, QBS-200B, QBS-250B, QBS-300B, QBS-500B, QBS-750B, QBS-1000B, QBS-2000B, QBS-2500B различаются внешним видом, диапазоном измерений силы.

Машины в зависимости от исполнения могут иметь в обозначении следующие дополнительные буквы латинского алфавита:

A – облегченная конструкция машины;

B – машины с верхним расположением гидроцилиндра.

Общий вид машин приведен на рисунках 1-3.

Пломбирование осуществляется посредством нанесения наклейки на контроллер машин. Место нанесения пломбировочной наклейки указано на рисунке 4.

MERTIS

Товарный знак наносится краской на фронтальную сторону машин.

Серийный номер машин в буквенно-цифровом формате наносится методом печати на маркировочную табличку, расположенную на основании машины с левой стороны. Общий вид маркировочной таблички приведён на рисунке 5. Нанесение знака поверки на машины не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных MERTIS QBS-5, QBS-10, QBS-20, QBS-50, QBS-100, QBS-200, QBS-250, QBS-300, QBS-500, QBS-750, QBS-1000, QBS-2000, QBS-2500



Рисунок 2 – Общий вид машин испытательных MERTIS QBS-5A, QBS-10A, QBS-20A, QBS-50A, QBS-100A, QBS-200A, QBS-250A, QBS-300A, QBS-500A, QBS-750A, QBS-1000A, QBS-2000A, QBS-2500A



Рисунок 3 – Общий вид машин
испытательных MERTIS QBS-5B, QBS-10B,
QBS-20B, QBS-50B, QBS-100B, QBS-200B,
QBS-250B, QBS-300B, QBS-500B,
QBS-750B, QBS-1000B, QBS-2000B,
QBS-2500B



Рисунок 4 – Место нанесения пломбировочной
наклейки

MERTIS TEST INSTRUMENTS SYSTEMS		info@mertis.ru mertis.ru Made in China		
Type	Машина испытательная MERTIS QBS	Model	QBS-100	
S/N	999999	Year	2024	
Power	220V			
Fnom	100 kN			

Рисунок 5 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Для работы с машинами используется программное обеспечение «merTEST-DS» (далее – ПО), устанавливаемое на персональном компьютере. ПО разработано специально для машин и служит для управления их функциональными возможностями, а также для обработки и отображения результатов измерений.

ПО «merTEST-DS» защищено от несанкционированного доступа ключом электронной защиты.

Уровень защиты ПО - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	merTEST-DS
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	9D7589C85DE0CC119B23 62BAD2889C03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-5 QBS-5A QBS-5B	QBS-10 QBS-10A QBS-10B	QBS-20 QBS-20A QBS-20B
Диапазон измерений силы, кН	от 0,01 до 5	от 0,02 до 10	от 0,04 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±0,5 / ±1 ¹⁾		
Диапазон измерений перемещения штока гидроцилиндра, мм	от -50 до +50 от -75 до +75 от -100 до +100 ¹⁾		
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещения штока гидроцилиндра: - абсолютной, в диапазоне измерений от -0,5 до + 0,5 мм включ., мкм - относительной, от нижнего предела измерений до -0,5 мм и св. 0,5 мм до верхнего предела измерений, %	±2,5 ±0,5		
¹⁾ - фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-50 QBS-50A QBS-50B	QBS-100 QBS-100A QBS-100B	QBS-200 QBS-200A QBS-200B
Диапазон измерений силы, кН	от 0,1 до 50	от 0,2 до 100	от 0,4 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±0,5 / ±1 ¹⁾		
Диапазон измерений перемещения штока гидроцилиндра, мм	от -50 до +50 от -75 до +75 от -100 до +100 ¹⁾		
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещения штока гидроцилиндра: - абсолютной, в диапазоне измерений от -0,5 до + 0,5 мм включ., мкм - относительной, от нижнего предела измерений до -0,5 мм и св. 0,5 мм до верхнего предела измерений, %	±2,5 ±0,5		
1) - фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-250 QBS-250A QBS-250B	QBS-300 QBS-300A QBS-300B	QBS-500 QBS-500A QBS-500B
Диапазон измерений силы, кН	от 0,5 до 250	от 0,6 до 300	от 1 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±0,5 / ±1 ¹⁾		
Диапазон измерений перемещения штока гидроцилиндра, мм	от -50 до +50 от -75 до +75 от -100 до +100 ¹⁾		
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещения штока гидроцилиндра: - абсолютной, в диапазоне измерений от -0,5 до + 0,5 мм включ., мкм - относительной, от нижнего предела измерений до -0,5 мм и св. 0,5 мм до верхнего предела измерений, %	±2,5 ±0,5		
1) - фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-750 QBS-750A QBS-750B	QBS-1000 QBS-1000A QBS-1000B	QBS-2000 QBS-2000A QBS-2000B
Диапазон измерений силы, кН	от 1,5 до 750	от 2 до 1000	от 4 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±0,5 / ±1 ¹⁾		
Диапазон измерений перемещения штока гидроцилиндра, мм	от -50 до +50 от -75 до +75 от -100 до +100 ¹⁾		
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещения штока гидроцилиндра: - абсолютной, в диапазоне измерений от -0,5 до + 0,5 мм включ., мкм - относительной, от нижнего предела измерений до -0,5 мм и св. 0,5 мм до верхнего предела измерений, %	±2,5 ±0,5		
1) - фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций
	QBS-2500 QBS-2500A QBS-2500B
Диапазон показаний силы, кН	от 0 до 3000
Диапазон измерений силы, кН	от 5 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	$\pm 0,5 / \pm 1^{1)}$
Диапазон измерений перемещения штока гидроцилиндра, мм	от -50 до +50 от -75 до +75 от -100 до +100 ¹⁾
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещения штока гидроцилиндра: - абсолютной, в диапазоне измерений от -0,5 до + 0,5 мм включ., мкм - относительной, от нижнего предела измерений до -0,5 мм и св. 0,5 мм до верхнего предела измерений, %	$\pm 2,5$ $\pm 0,5$
¹⁾ - фактическое значение указывается в паспорте	

Таблица 7 – Метрологические характеристики перемещения (деформации)

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3541-003M-025M-LT 3541-003M-025M -ST 3541-003M-025M-HT1 3541-003M-025M-HT2 3541-003M-025M-LHT	3	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 мм до 2,5 мм
3541-003M-040M-LT 3541-003M-040M -ST 3541-003M-040M-HT1 3541-003M-040M-HT2 3541-003M-040M-LHT	3	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3541-003M-070M-LT 3541-003M-070M -ST 3541-003M-070M-HT1 3541-003M-070M-HT2 3541-003M-070M-LHT	3	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3541-003M-100M-LT 3541-003M-100M -ST 3541-003M-100M-HT1 3541-003M-100M-HT2 3541-003M-100M-LHT	3	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3541-003M-120M-LT 3541-003M-120M -ST 3541-003M-120M-HT1 3541-003M-120M-HT2 3541-003M-120M-LHT	3	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3541-005M-025M-LT 3541-005M-025M -ST 3541-005M-025M-HT1 3541-005M-025M-HT2 3541-005M-025M-LHT	5	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3541-005M-040M-LT 3541-005M-040M -ST 3541-005M-040M-HT1 3541-005M-040M-HT2 3541-005M-040M-LHT	5	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3541-005M-070M-LT 3541-005M-070M -ST 3541-005M-070M-HT1 3541-005M-070M-HT2 3541-005M-070M-LHT	5	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3541-005M-100M-LT 3541-005M-100M -ST 3541-005M-100M-HT1 3541-005M-100M-HT2 3541-005M-100M-LHT	5	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3541-005M-120M-LT 3541-005M-120M -ST 3541-005M-120M-HT1 3541-005M-120M-HT2 3541-005M-120M-LHT	5	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений св. 0,3 до 12 мм
3541-008M-025M-LT 3541-008M-025M -ST 3541-008M-025M-HT1 3541-008M-025M-HT2 3541-008M-025M-LHT	8	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3541-008M-040M-LT 3541-008M-040M -ST 3541-008M-040M-HT1 3541-008M-040M-HT2 3541-008M-040M-LHT	8	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3541-008M-070M-LT 3541-008M-070M -ST 3541-008M-070M-HT1 3541-008M-070M-HT2 3541-008M-070M-LHT	8	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений св. 0,3 до 7 мм
3541-008M-100M-LT 3541-008M-100M -ST 3541-008M-100M-HT1 3541-008M-100M-HT2 3541-008M-100M-LHT	8	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений св. 0,3 до 10 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3541-008M-120M-LT 3541-008M-120M -ST 3541-008M-120M-HT1 3541-008M-120M-HT2 3541-008M-120M-LHT	8	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений св. 0,3 до 12 мм
3541-010M-025M-LT 3541-010M-025M -ST 3541-010M-025M-HT1 3541-010M-025M-HT2 3541-010M-025M-LHT	10	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3541-010M-040M-LT 3541-010M-040M -ST 3541-010M-040M-HT1 3541-010M-040M-HT2 3541-010M-040M-LHT	10	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3541-010M-070M-LT 3541-010M-070M -ST 3541-010M-070M-HT1 3541-010M-070M-HT2 3541-010M-070M-LHT	10	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3541-010M-100M-LT 3541-010M-100M -ST 3541-010M-100M-HT1 3541-010M-100M-HT2 3541-010M-100M-LHT	10	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3541-010M-120M-LT 3541-010M-120M -ST 3541-010M-120M-HT1 3541-010M-120M-HT2 3541-010M-120M-LHT	10	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3541-012M-025M-LT 3541-012M-025M -ST 3541-012M-025M-HT1 3541-012M-025M-HT2 3541-012M-025M-LHT	12	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3541-012M-040M-LT 3541-012M-040M -ST 3541-012M-040M-HT1 3541-012M-040M-HT2 3541-012M-040M-LHT	12	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3541-012M-070M-LT 3541-012M-070M -ST 3541-012M-070M-HT1 3541-012M-070M-HT2 3541-012M-070M-LHT	12	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3541-012M-100M-LT 3541-012M-100M -ST 3541-012M-100M-HT1 3541-012M-100M-HT2 3541-012M-100M-LHT	12	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений св. 0,3 до 10 мм
3541-012M-120M-LT 3541-012M-120M -ST 3541-012M-120M-HT1 3541-012M-120M-HT2 3541-012M-120M-LHT	12	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3541-020M-025M-LT 3541-020M-025M -ST 3541-020M-025M-HT1 3541-020M-025M-HT2 3541-020M-025M-LHT	20	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3541-020M-040M-LT 3541-020M-040M -ST 3541-020M-040M-HT1 3541-020M-040M-HT2 3541-020M-040M-LHT	20	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3541-020M-070M-LT 3541-020M-070M -ST 3541-020M-070M-HT1 3541-020M-070M-HT2 3541-020M-070M-LHT	20	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3541-020M-100M-LT 3541-020M-100M -ST 3541-020M-100M-HT1 3541-020M-100M-HT2 3541-020M-100M-LHT	20	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3541-020M-120M-LT 3541-020M-120M -ST 3541-020M-120M-HT1 3541-020M-120M-HT2 3541-020M-120M-LHT	20	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3548COD-005M-025M-ST 3548COD-005M-025M-HT	5	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3548COD-005M-040M-ST 3548COD-005M-040M-HT	5	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3548COD-005M-070M-ST 3548COD-005M-070M-HT	5	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3548COD-005M-100M-ST 3548COD-005M-100M-HT	5	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3548COD-005M-120M-ST 3548COD-005M-120M-HT	5	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3548COD-008M-025M-ST 3548COD-008M-025M-HT	8	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм включ.
3548COD-008M-040M-ST 3548COD-008M-040M-HT	8	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3548COD-008M-070M-ST 3548COD-008M-070M-HT	8	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3548COD-008M-100M-ST 3548COD-008M-100M-HT	8	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3548COD-008M-120M-ST 3548COD-008M-120M-HT	8	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3548COD-010M-025M-ST 3548COD-010M-025M-HT	10	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3548COD-010M-040M-ST 3548COD-010M-040M-HT	10	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3548COD-010M-070M-ST 3548COD-010M-070M-HT	10	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3548COD-010M-100M-ST 3548COD-010M-100M-HT	10	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3548COD-010M-120M-ST 3548COD-010M-120M-HT	10	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3548COD-012M-025M-ST 3548COD-012M-025M-HT	12	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3548COD-012M-040M-ST 3548COD-012M-040M-HT	12	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3548COD-012M-070M-ST 3548COD-012M-070M-HT	12	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3548COD-012M-100M-ST 3548COD-012M-100M-HT	12	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3548COD-012M-120M-ST 3548COD-012M-120M-HT	12	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3548COD-020M-025M-ST 3548COD-020M-025M-HT	20	от 0 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 2,5 мм
3548COD-020M-040M-ST 3548COD-020M-040M-HT	20	от 0 до 4 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 4 мм
3548COD-020M-070M-ST 3548COD-020M-070M-HT	20	от 0 до 7 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 7 мм
3548COD-020M-100M-ST 3548COD-020M-100M-HT	20	от 0 до 10 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 10 мм
3548COD-020M-120M-ST 3548COD-020M-120M-HT	20	от 0 до 12 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазоне измерений св. 0,3 до 12 мм
3648-010M-005M-ST 3648-010M-005M-HT	10	от -0,5 до 0,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -0,5 до -0,3 и св. 0,3 до 0,5 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3648-010M-010M-ST 3648-010M-010M-HT	10	от -1 до 1 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -1 до -0,3 и св. 0,3 до 1 мм
3648-010M-025M-ST 3648-010M-025M-HT	10	от -2,5 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -2,5 до -0,3 и св. 0,3 до 2,5 мм
3648-0125M-005M-ST 3648-0125M-005M-HT	12,5	от -0,5 до 0,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -0,5 до -0,3 и св. 0,3 до 0,5 мм
3648-0125M-010M-ST 3648-0125M-010M-HT	12,5	от -1 до 1 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -1 до -0,3 и св. 0,3 до 1 мм
3648-0125M-025M-ST 3648-0125M-025M-HT	12,5	от -2,5 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -2,5 до -0,3 и св. 0,3 до 2,5 мм
3648-025M-005M-ST 3648-025M-005M-HT	25	от -0,5 до 0,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -0,5 до -0,3 и св. 0,3 до 0,5 мм
3648-025M-010M-ST 3648-025M-010M-HT	25	от -1 до 1 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -1 до -0,3 и св. 0,3 до 1 мм

Модификация датчика деформации	Базовая длина датчика, мм	Диапазон измерений перемещений (деформации)	Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформации)
3648-025M-025M-ST 3648-025M-025M-HT	25	от -2,5 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -2,5 до -0,3 и св. 0,3 до 2,5 мм
3648-050M-005M-ST 3648-050M-005M-HT	50	от -0,5 до 0,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -0,5 до -0,3 и св. 0,3 до 0,5 мм
3648-050M-010M-ST 3648-050M-010M-HT	50	от -1 до 1 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -1 до -0,3 и св. 0,3 до 1 мм
3648-050M-025M-ST 3648-050M-025M-HT	50	от -2,5 до 2,5 мм	- абсолютной: $\pm 1,5$ мкм в диапазоне измерений от -0,3 до 0,3 мм включ. - относительной: $\pm 0,5$ % в диапазонах измерений от -2,5 до -0,3 и св. 0,3 до 2,5 мм

Таблица 8 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-5 QBS-5A QBS-5B	QBS-10 QBS-10A QBS-10B	QBS-20 QBS-20A QBS-20B
Габаритные размеры (Высота×Длина×Ширина), мм, не более	1890×660×500	1890×660×500	1890×660×500
Масса, кг, не более	400	400	400

Таблица 9 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-50 QBS-50A QBS-50B	QBS-100 QBS-100A QBS-100B	QBS-200 QBS-200A QBS-200B
Габаритные размеры (Высота×Длина×Ширина), мм, не более	1890×660×500	2780×786×1272	2815×820×1380
Масса, кг, не более	800	1400	2000

Таблица 10 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-250 QBS-250A QBS-250B	QBS-300 QBS-300A QBS-300B	QBS-500 QBS-500A QBS-500B
Габаритные размеры (Высота×Длина×Ширина), мм, не более	2815×820×1380	2815×820×1380	3780×904×1492
Масса, кг, не более	2400	2400	3500

Таблица 11 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	QBS-750 QBS-750A QBS-750B	QBS-1000 QBS-1000A QBS-1000B	QBS-2000 QBS-2000A QBS-2000B
Габаритные размеры (Высота×Длина×Ширина), мм, не более	2815×820×1380	2815×1492×1492	3780×1492×1492
Масса, кг, не более	2400	5000	5000

Таблица 12 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций
	QBS-2500 QBS-2500A QBS-2500B
Габаритные размеры (Высота×Длина×Ширина), мм, не более	3780×1492×1492
Масса, кг, не более	5500

Таблица 13 – Условия эксплуатации и параметры электрического питания

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₂₂ питание контроллера/ 380 ⁺³⁸ ₋₃₈ питание электронного шкафа управления и гидростанции от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +30 80

Таблица 14 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10 000
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и на маркировочную табличку типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 15– Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1) Машина испытательная MERTIS QBS	—	1
2) Система управления и сбора данных	—	1
3) Программное обеспечение merTEST-DS на электронном носителе	—	1
4) Персональный компьютер	—	по заказу
5) Руководство по эксплуатации	—	1
6) Паспорт	—	1
7) Гидростанция	—	по заказу
8) Датчик перемещений (деформации)	—	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Применение согласно предписаниям» документа «Машины испытательные MERTIS QBS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2498 от 22 октября 2019 г.

Стандарт предприятия Changchun Qianbang Test Equipment Co., Ltd, Китай

Правообладатель

Changchun Qianbang Test Equipment Co., Ltd, Китай

Адрес: 388, North Nuju Road, Economic Development Luyuan District, Changchun, China

Телефон (факс): +0431-81083079

E-mail: ccqbsyx@163.com

Изготовитель

Changchun Qianbang Test Equipment Co., Ltd, Китай

Адрес: 388, North Nuju Road, Economic Development Luyuan District, Changchun, China

Телефон (факс): +0431-81083079

E-mail: ccqbsyx@163.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

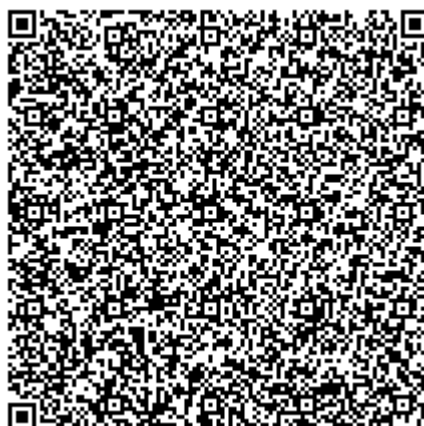
Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1,
помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.314164



Регистрационный № 97089-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи аналоговые переменного тока ЕП34С

Назначение средства измерений

Преобразователи аналоговые переменного тока ЕП34С (далее – преобразователи) предназначены для линейного преобразования силы переменного тока частотой 50 Гц в электрических цепях до 660 В в выходные унифицированные сигналы постоянного тока в составе автоматизированных информационно-измерительных систем.

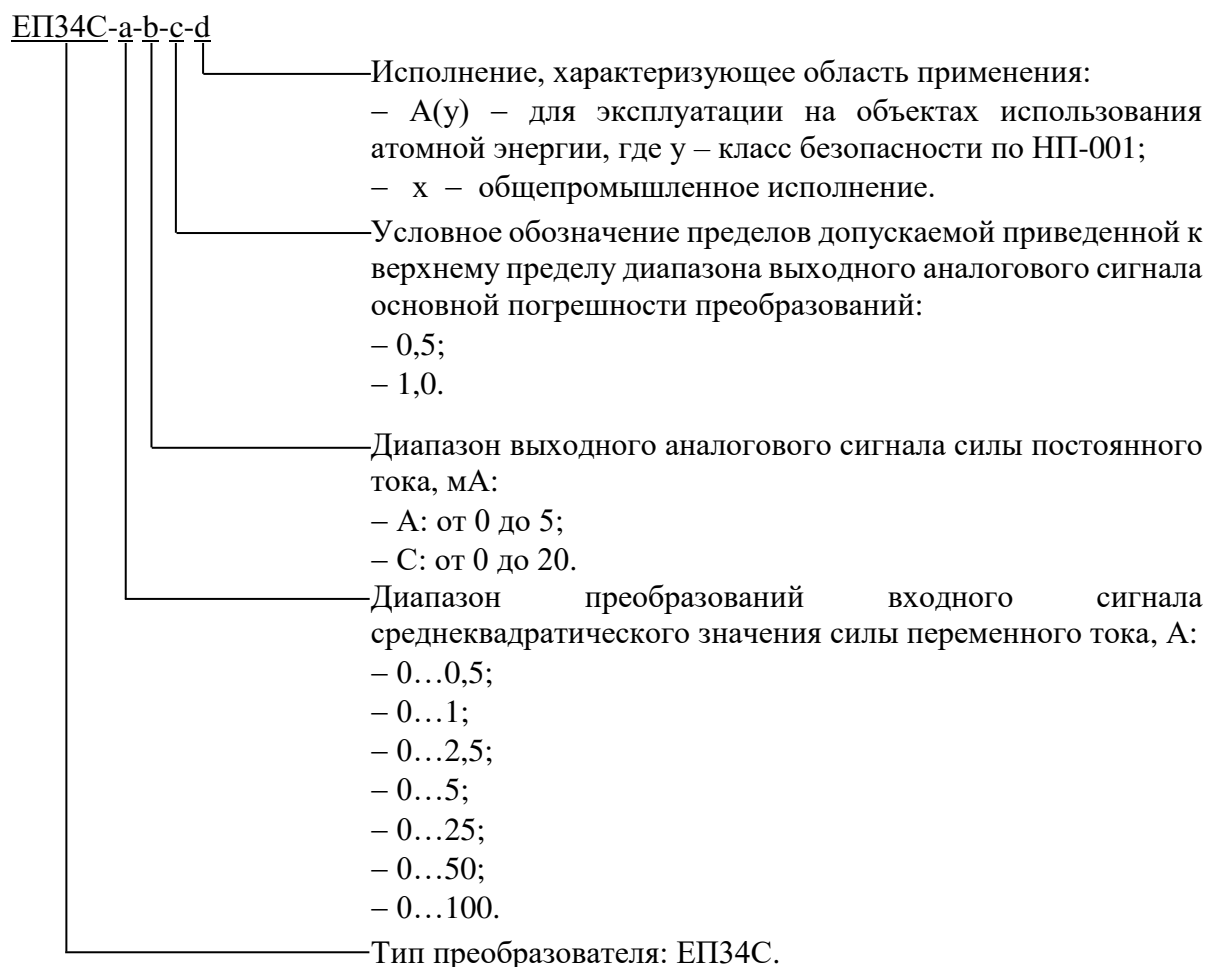
Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на формировании постоянного тока, эквивалентного входному значению переменного тока методом выпрямления во входной цепи с последующей фильтрацией для передачи в цепь токовой петли.

Конструктивно преобразователи состоят из пластмассового корпуса, включающего основание и крышку. Крышка корпуса крепится к основанию при помощи четырех винтов. На задней панели предусмотрено крепление на DIN-рейку шириной 35 мм.

Для исполнений преобразователей со значениями преобразования входного сигнала силы переменного тока до 5 А на крышке установлены 4 клеммы (2 входные и 2 выходные). Для исполнений преобразователей со значениями преобразования входного сигнала силы переменного тока от 25 до 100 А установлены 2 клеммы для выходного сигнала. Для данных исполнений в центре основания имеется круглое сквозное отверстие силового провода измеряемой цепи.

Структура условного обозначения исполнений преобразователей:



Заводской номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом в виде цифрового кода.

Общий вид преобразователей с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунках 1-2. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера могут отличаться от указанных и ограничиваются корпусом преобразователей. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – саморазрушающаяся пломба-наклейка с нанесением знака поверки.

Корпус преобразователей изготавливают из пластмассы, окрашиваемой в цвета, которые определяет изготовитель.



Рисунок 1 – Общий вид исполнений преобразователей со значениями преобразования входного сигнала силы переменного тока до 5 А с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид исполнений преобразователей со значениями преобразования входного сигнала силы переменного тока от 25 до 100 А с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Диапазоны преобразований входного сигнала среднеквадратического значения силы переменного тока ¹⁾ , А	Частота входного сигнала, Гц	Диапазоны выходного аналогового сигнала силы постоянного тока, мА
от 0 до 0,5 от 0 до 1 от 0 до 2,5 от 0 до 5	50	от 0 до 5
от 0 до 0,5 от 0 до 1 от 0 до 2,5 от 0 до 5 от 0 до 25 от 0 до 50 от 0 до 100		от 0 до 20
¹⁾ Конкретное значение диапазона указывается в паспорте на преобразователь.		

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона выходного аналогового сигнала силы постоянного тока) основной погрешности преобразований входного сигнала среднеквадратического значения силы переменного тока в выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока (в зависимости от заказа), %	$\pm 0,5$ или $\pm 1,0$
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона выходного аналогового сигнала силы постоянного тока) дополнительной погрешности преобразований входного сигнала среднеквадратического значения силы переменного тока, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, %	$\pm 0,4$
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +15 до +25 от 30 до 80

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Сопротивление нагрузки для исполнений, Ом, не более: – ЕПЗ4С-0...0,5 А-А-с-d – ЕПЗ4С-0...1 А-А-с-d – ЕПЗ4С-0...2,5 А-А-с-d – ЕПЗ4С-0...5 А-А-с-d	2500
Сопротивление нагрузки для исполнений, Ом, не более: – ЕПЗ4С-0...0,5 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...1 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...2,5 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...5 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...25 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...50 А-С-с-d – ЕПЗ4С-0...100 А-С-с-d	500
Потребляемая мощность, В·А, не более	1,2
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	70×86×79
Масса, кг, не более	0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре окружающей среды +35 °С, %, не более	от -30 до +50 95

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	100000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус преобразователя любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь аналоговый переменного тока ЕПЗ4С	-	1 шт.
Паспорт	ОПЧ.468.515	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ОПЧ.140.371 РЭ	1 экз. ¹⁾
Комплект монтажных частей	-	1 шт.
¹⁾ Допускается 1 экз. на партию до 10 шт.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ОПЧ.140.371 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р МЭК 60688-2015 «Преобразователи электрические измерительные для преобразования электрических параметров переменного и постоянного тока в аналоговые и цифровые сигналы»

ГОСТ 24855-81 «Преобразователи измерительные тока, напряжения, мощности, частоты, сопротивления аналоговые. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ТУ 26.51.43-261-05763903-2024 «Преобразователи аналоговые переменного тока ЕПЗ4С. Технические условия»

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Электроприбор»
(ОАО «Электроприбор»)

Адрес юридического лица: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И. Я. Яковлева, д. 3
ИНН 2128002051

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электроприбор»
(ОАО «Электроприбор»)

Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И. Я. Яковлева, д. 3
ИНН 2128002051

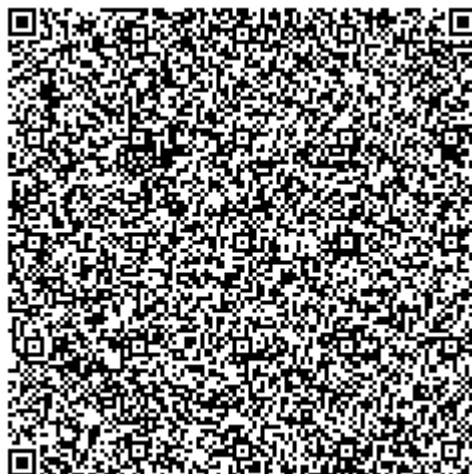
Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1, стр. 1_2, э 1,
помещ. 1, оф в005, к 21

Адрес места осуществления деятельности: 117630, г. Москва, ш. Старокалужское, д. 62,
эт. 1, помещ. I, ком. 55, 72, 73, 74, 75

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.314471



Регистрационный № 97090-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ВН-0.66

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ВН-0.66 (далее - трансформаторы) предназначены для преобразования переменного тока первичной обмотки в переменный ток вторичной обмотки, для измерений с помощью стандартных измерительных приборов, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки электродвижущую силу (далее по тексту – ЭДС). Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

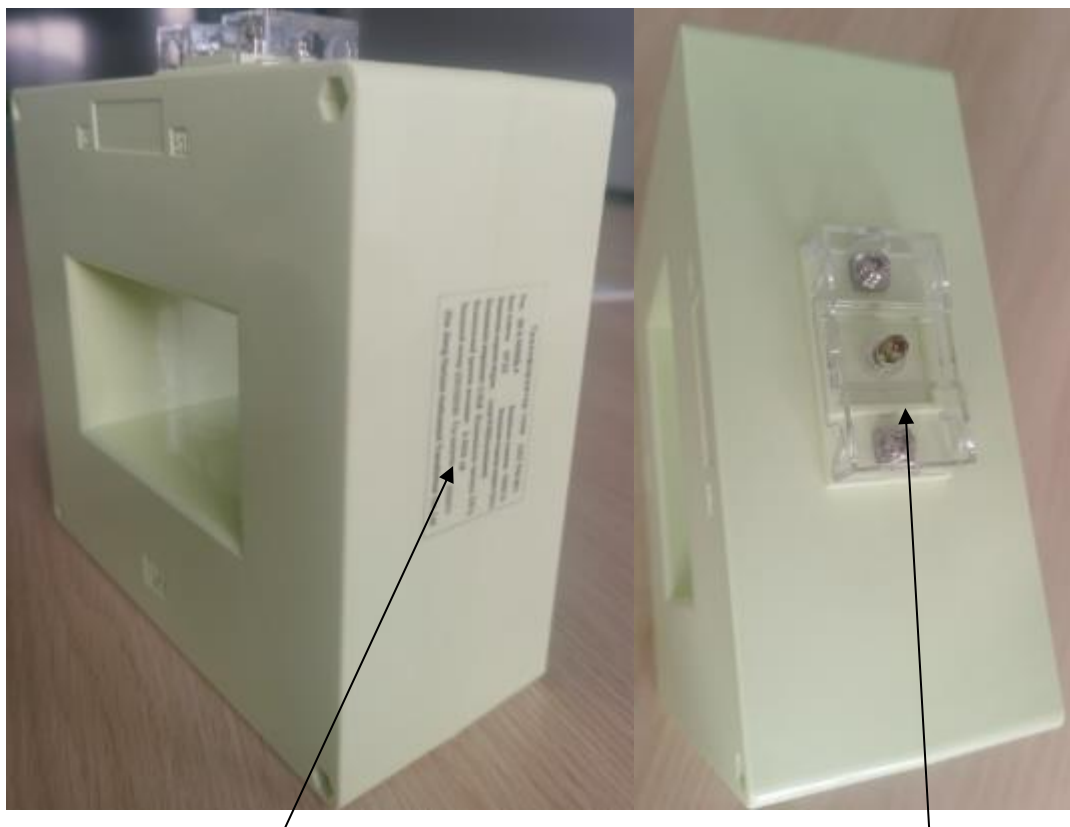
Конструкция трансформаторов представляет собой прямоугольный магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенный в изолирующий корпус. Корпус трансформатора изготовлен из поликарбоната, стальной сердечник изготовлен из кремниевой стали или некристаллического материала. В качестве первичной обмотки в трансформаторах используют шину или кабель, устанавливаемые в окне магнитопровода трансформатора.

Трансформаторы выпускаются в двух модификациях: ВН-0.66/80Ш-Р и ВН-0.66/120Ш-Р2, отличающихся первичным током и габаритными размерами.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений, нанесены арабскими цифрами на корпуса трансформаторов методом лазерной гравировки.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов с указанием места пломбирования и нанесения заводского номера приведены на рисунке 1.



Место нанесения заводского номера

Место пломбирования

Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов
с указанием места нанесения заводского номера и места пломбирования

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики трансформаторов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	модификация ВН-0.66/80Ш-Р	модификация ВН-0.66/120Ш-Р2
Номинальное напряжение, кВ	0,66	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72	
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000	4000
Наибольший рабочий первичный ток, А	1000	4000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1	
Класс точности трансформатора по ГОСТ 7746-2015	5Р	
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0,8$, В·А	20	
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	20	
Номинальная частота, Гц	50	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	6,5
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	250×82×220
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при комнатной температуре, %	от -25 до +45 90
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	86400
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Комплект поставки анализаторов приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ВН-0.66/80III-P ВН-0.66/120III-P2	1
Паспорт	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 документа «Трансформаторы тока ВН-0.66. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 года №1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

«Трансформаторы тока ВН-0.66. Стандарт предприятия»

Правообладатель

Фирма «Zhejiang Horizon Instrument Transformer Co. Ltd», Китай

Адрес: No.8. Jingtian Road, Economic development Zone, Jiangshan, Quzhou, Zhejiang

Изготовитель

Фирма «Zhejiang Horizon Instrument Transformer Co. Ltd», Китай

Адрес: No.8. Jingtian Road, Economic development Zone, Jiangshan, Quzhou, Zhejiang

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ-Ростест»)

ИНН 7727061249

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

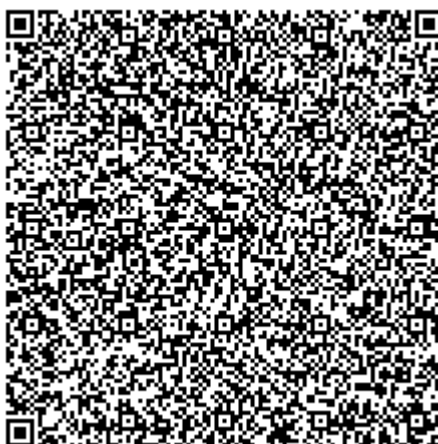
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 08 » декабря 2025 г. № 2671

Регистрационный № 97091-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), 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 (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УСВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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 посредством каналаобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на сервере БД типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

ПО ПК «Энергосфера» 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.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Т а б л и ц а 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Юбилейная, ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юбилейная-Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	ТФМ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 78713-20	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380	активная	± 1,1	± 3,0
		ТФЗМ-110Б-IY1 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71 ТФЗМ-110Б-IY1 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71				реактивная	± 2,7	± 4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС 110 кВ Юбилейная, ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юбилейная- Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71 ТФНД-110М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71 ТФМ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 78713-20	A1802RALQ P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380	активная реактивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,0 ± 4,8
3	ПС 110 кВ Юбилейная, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71 ТФМ-110 Кл. т. 0,2 S КТТ 600/5 Рег. № 16023-97 ТФНД-110М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 78713-20	A1802RALQ P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380	активная реактивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,0 ± 4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Орехово, КРУН-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.№13, ВЛ-10 кВ ф.Вершины	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. № 1856- 63	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 57274- 14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 08	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15 / HP Proliant DL380	активная реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,3 ± 5,7
5	ПС 35 кВ М.Бича, КРУН-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.№3, ВЛ-10 кВ ф.Ишаир	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276- 59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094- 87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 17	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15 / HP Proliant DL380	активная реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,3 ± 5,7

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), 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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-5 от 0 °С до плюс 40 °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. 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. 6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	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 $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: - Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч - УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч - Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации - Счетчики: - 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 БД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IУ1	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТФНД-110М	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Сервер	HP Proliant DL380	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	ОЭК.411711.АИИС.001 ПФ	1

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) ООО «ОЭК», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Омская энергосбытовая компания»
(ООО «ОЭК»)

ИНН 5503248039

Юридический адрес: 644042, Омская обл., г. Омск, пр-кт Карла Маркса, д. 41/15

Телефон: +7 (3812) 29-34-00

E-mail: info@omesc.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Омская энергосбытовая компания»
(ООО «ОЭК»)

ИНН 5503248039

Адрес: 644042, Омская обл., г. Омск, пр-кт Карла Маркса, д. 41/15

Телефон: +7 (3812) 29-34-00

E-mail: info@omesc.ru

Испытательный центр

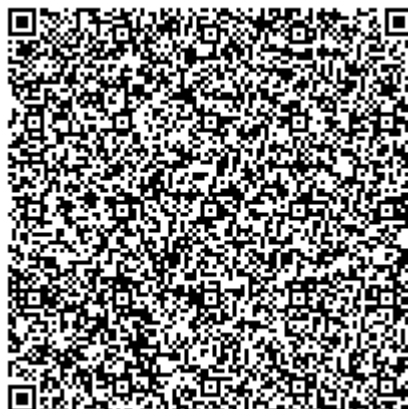
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429



Регистрационный № 97092-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осциллографы цифровые SW-HDO

Назначение средства измерений

Осциллографы цифровые SW-HDO предназначены для измерений амплитудных и временных параметров электрических сигналов и исследования их формы.

Описание средства измерений

Принцип действия осциллографов цифровых SW-HDO основан на высокоскоростном аналогово-цифровом преобразовании входного сигнала в реальном времени, предварительной аппаратной обработке сигнала и записи сигнала в память осциллографов цифровых SW-HDO. В результате обработки сигнала в соответствии с настройками осциллографа выделяется часть сигнала, предназначенная для отображения на экране.

Осциллографы цифровые SW-HDO позволяют проводить автоматические и курсорные измерения амплитудно-временных параметров сигнала, математическую обработку сигналов, статистическую обработку результатов измерений, проверку цифровых сигналов с помощью масок, быстрое преобразование Фурье и измерение параметров сигнала в частотной области с выводом результатов измерений на экран. Осциллографы цифровые SW-HDO обеспечивают управление всеми режимами работы и параметрами как вручную, так и дистанционно от внешнего компьютера. Два или четыре аналоговых канала имеют высокочастотные разъемы NMD 3,5 мм (вилка). К осциллографам цифровым SW-HDO возможно подключение пробников активных дифференциальных DP6180A для упрощения выполнения внутрисхемных измерений.

Конструктивно осциллографы цифровые SW-HDO выполнены в виде настольного моноблочного прибора. Для организации связи с внешними устройствами применяются интерфейсы LAN, GPIB, USB.

К данному типу осциллографов цифровых SW-HDO относятся следующие модификации: SW-HDO8182 и SW-HDO8184. Модификации отличаются числом измерительных каналов.

Данный тип осциллографов цифровых SW-HDO может иметь следующие опции:

Sinwave-EYE – анализ глазковой диаграммы в режиме реального времени, опция является функциональной и дополнительными метрологическими или техническими характеристиками не обладает;

Sinwave-JITTER – анализ джиттера, опция является функциональной и дополнительными метрологическими или техническими характеристиками не обладает;

Sinwave-PROTOCOL – анализ соответствия, синхронизация и декодирование различных типов протоколов передачи данных, опция является функциональной и дополнительными метрологическими или техническими характеристиками не обладает;

Sinwave-VSA – анализ сигналов с квадратурной модуляцией, опция являются функциональной и дополнительными метрологическими или техническими характеристиками не обладает.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид осциллографов цифровых SW-HDO приведен на рисунке 1.

Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится методом наклейки на заднюю панель в месте, указанном на рисунке 2.

Для предотвращения несанкционированного доступа осциллографы цифровые SW-HDO имеют защитную наклейку изготовителя, которая наносится на винт крепления задней панели прибора.

Общий вид пробников активных дифференциальных DP6180A приведен на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

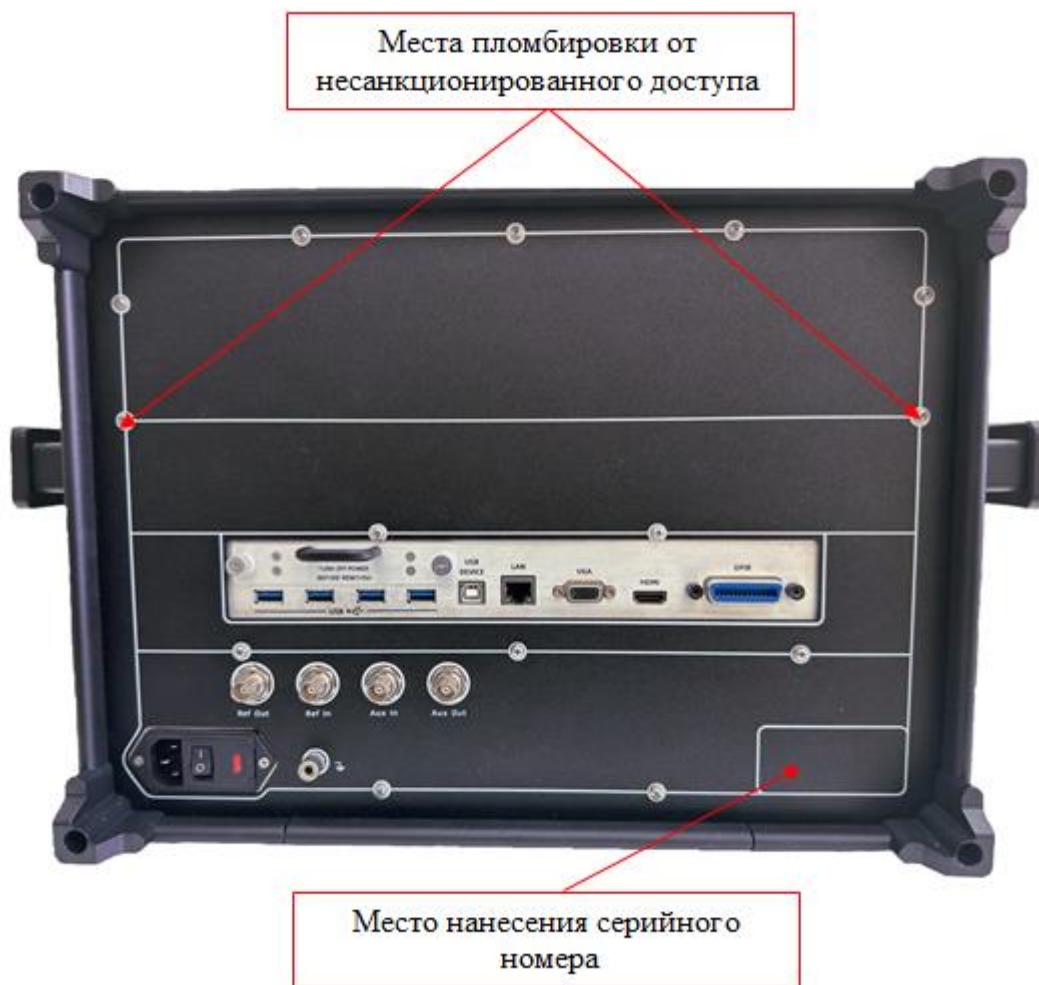


Рисунок 2 – Места пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера



Рисунок 3 – Общий вид пробников активных дифференциальных DP6180A

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения осциллографов цифровых SW-HDO приведены в таблице 1.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик осциллографов цифровых SW-HDO за пределы допускаемых значений.

Уровень защиты программного обеспечения «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Digital Oscilloscope
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.102
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
1		2
Входное сопротивление, Ом		$50 \pm 1,5$
Полоса пропускания в двухканальном режиме, ГГц, не менее		18
Полоса пропускания в четырехканальном режиме, ГГц, не менее		10,5
Максимальная частота дискретизации F_d , Гц	2 канала	$8 \cdot 10^{10}$
	4 канала	$4 \cdot 10^{10}$
Пределы допускаемой относительной погрешности внутреннего опорного генератора 10 МГц		$\pm(2+1 \cdot Y^1) \cdot 10^{-6}$
Время нарастания / спада (от 10 % до 90 %), пс		27
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений интервалов времени t_m , в зависимости от задаваемого интервала Т и количества периодов $M(\geq 2)$, отображаемых на экране, %		$\delta_t = \pm \left(\frac{t_m - T \cdot M}{T \cdot M} \right) \cdot 100$
Диапазон значений коэффициента развертки, с/дел		от $2 \cdot 10^{-11}$ до $2 \cdot 10^2$
Диапазон значений коэффициента отклонения (КО) в последовательности 1; 2; 5, В/дел		от 0,01 до 1
Пределы допускаемой относительной погрешности установки коэффициента отклонения $\delta_{ко}$, %		± 3

1) где Y – значение целого количество лет после выпуска из производства или последней калибровки частоты опорного генератора осциллографа

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазон установки постоянного напряжения смещения $U_{см}$, при КО, В: 10 мВ/дел; 20 мВ/дел; 50 мВ/дел; 100 мВ/дел; 200 мВ/дел; 500 мВ/дел; 1000 мВ/дел	от -0,04 до +0,04 от -0,08 до +0,08 от -0,2 до +0,2 от -0,4 до +0,4 от -0,8 до +0,8 от -2 до +2 от -4 до +4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки постоянного напряжения смещения $\Delta U_{см}$, В	$\pm(0,1 \cdot КО + 0,02 \cdot U_{см} + 0,002)$
Пробник активный дифференциальный DP6180A	
Полоса пропускания в двухканальном режиме, ГГц, не менее	18
Входное сопротивление, кОм	50
Диапазон входных напряжений, В	от -2,5 до +2,5
Коэффициент деления	10 $\pm$ 1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Разрядность АЦП, бит		8
Число измерительных каналов	модификация SW-HDO8182	2
	модификация SW-HDO8184	4
Максимальное значение входного напряжения, В		5
Тип входного разъема осциллографа		NMD 3,5 мм «вилка»
Тип входного разъема пробника		3,5 мм «розетка»
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %		от +10 до +40 от 30 до 80
Условия хранения и транспортирования: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +30 °С, %, не более		от -40 до +70 95
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц		от 198 до 242 от 47,5 до 52,5
Масса осциллографа, кг, не более		42
Масса пробника, кг, не более		0,7
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм, не более		426×311×515
Время прогрева, мин		30

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель осциллографов цифровых SW-HDO методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Осциллограф цифровой	SW-HDO8182 или SW-HDO8184	1 шт.
Опция анализа глазковой диаграммы в режиме реального времени	Sinwave-EYE	по отдельному заказу
Опция анализа джиттера	Sinwave-JITTER	по отдельному заказу
Опция анализа соответствия, синхронизации и декодирования различных типов протоколов передачи данных	Sinwave-PROTOCOL	по отдельному заказу
Опция анализа сигналов с квадратурной модуляцией	Sinwave-VSA	по отдельному заказу
Пробник активный дифференциальный	DP6180A	по отдельному заказу
Кабель питания		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Эксплуатация» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3463 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений импульсного электрического напряжения»

Стандарт предприятия «Осциллографы цифровые SW-HDO»

Правообладатель

SINWAVE., Ltd, Китай

Адрес: 605, No. 56 Dongxinglong Street, Dongcheng District, Beijing, China

Телефон: +81086 010 85986877

Web-сайт: [https:// www.sinwave.com](https://www.sinwave.com)

E-mail: sales@sinwave.com

Изготовитель

SINWAVE., Ltd, Китай

Адрес: 605, No. 56 Dongxinglong Street, Dongcheng District, Beijing, China

Телефон: +81086 010 85986877

Web-сайт: [https:// www.sinwave.com](https://www.sinwave.com)

E-mail: sales@sinwave.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

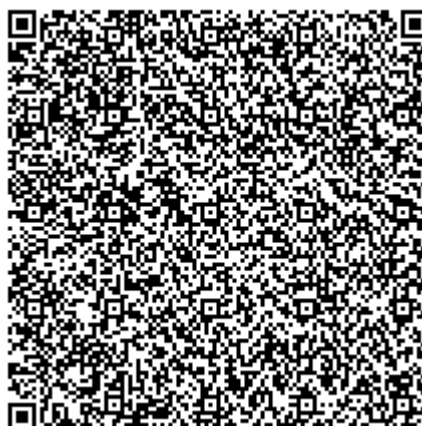
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499)124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



Регистрационный № 97093-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители параметров элегаза ОМ.М800

Назначение средства измерений

Измерители параметров элегаза ОМ.М800 (далее – измерители) предназначены для измерений абсолютного давления и температуры элегаза, а также для преобразования измеренных значений в функционально связанные с ними величинами с последующей передачей информации в виде цифрового выходного сигнала Modbus при помощи интерфейса RS485.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей при измерениях абсолютного давления основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента измерителя. Упругая деформация чувствительного элемента преобразуется в электрический сигнал, который поступает в электронный блок и преобразуется в цифровой сигнал.

Принцип действия измерителей при измерениях температуры основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента из платины от температуры.

Конструктивно измеритель состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого расположены первичные и вторичный преобразователи. В верхней части корпуса расположен электрический соединитель, предназначенный для электрического питания и вывода выходного цифрового сигнала по протоколу Modbus. В нижней части корпуса установлен проточный блок с резьбовыми соединениями.

Измерители изготавливаются в одной модификации (ОМ.М800) и имеют функцию отображения температуры точки росы (иней) и молярной доли влаги.

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочные наклейки, прикрепленные к проточному блоку и корпусу измерителя.

Пломбировка измерителей не предусмотрена.

Общий вид измерителя и проточного блока с указанием мест нанесения серийного номера представлен на рисунке 1. Внешний вид маркировочной таблички (шильдика), прикрепляемой к корпусу проточного блока измерителей, со знаком утверждения типа и с информацией о серийном номере представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид измерителя и проточного блока
с указанием мест нанесения серийного номера



Рисунок 2 – Внешний вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), которое является метрологически значимым и предназначено для преобразования и передачи измеренных значений.

Конструкция измерителей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные встроенной части ПО - недоступны.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0 до 1
Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений давления	$\pm 1,0$
Диапазон измерений температуры, °C	от -40 до +80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm 0,5$

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний температуры точки росы, °C	от -60 до +20
Диапазон показаний молярной (объемной) доли влаги, млн ⁻¹	от 10 до 23000
Напряжение питания постоянного тока, В	24
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	185×150×60
Масса, кг, не более	1,2
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха, %, не более	от -40 до +80 95

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на наклейку, прикрепленную к проточному блоку измерителя, а также на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измерители параметров элегаза	ОМ.М800	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз. (на партию, при поставке в один адрес)

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Эксплуатация и обслуживание» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Стандарт предприятия Shanghai Oumiao Electirc Inspection Co., Ltd

Правообладатель

Shanghai Oumiao Electirc Inspection Co., Ltd., Китай

Адрес: Room 1006, No. 3 & 8, Lane 981, Qinghewan Road, Qingpu District, Shanghai, PRC

Web-сайт: www.chinaoumiao.com

Изготовитель

Shanghai Oumiao Electirc Inspection Co., Ltd., Китай

Адрес: Room 1006, No. 3 & 8, Lane 981, Qinghewan Road, Qingpu District, Shanghai, PRC

Web-сайт: www.chinaoumiao.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

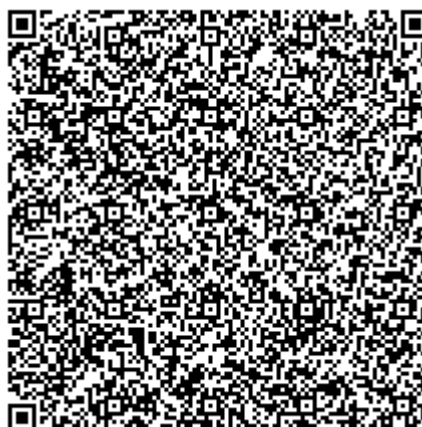
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13



Регистрационный № 97094-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Софинско-Дзержинская» ЦППН-6

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Софинско-Дзержинская» ЦППН-6 (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Софинско-Дзержинская» ЦППН-6 с заводским номером 4.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-60 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 29179-05).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 4 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.07
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 15 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 30 % включ.	±0,7 ±1,6 ±1,8
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 30 % включ.	±3,1 ±3,6 ±4,2

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0 до 6
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 830,6 до 840,1
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 4,012 до 7,716
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	30

Продолжение таблицы 4

1	2
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,010 до 0,012
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 197 до 525
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1,970 до 6,596
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,085 до 1,205
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Софинско-Дзержинская» ЦППН-6, зав. № 4	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Софинско-Дзержинская» ЦППН-6. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

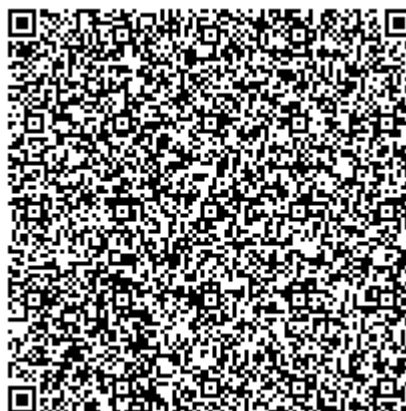
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97095-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Грековская» ЦППН-5

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Грековская» ЦППН-5 (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Грековская» ЦППН-5 с заводским номером 4059181.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 4059181 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 15 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 60 % включ.	±1,2 ±1,3 ±2,0 ±3,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 60 % включ.	±3,0 ±3,4 ±31,7 ±38,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +5 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0 до 6
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 810 до 890

Продолжение таблицы 4

1	2
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 3,3 до 12,0
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	60
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,001 до 0,05
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 150 до 850
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 7 до 9
Плотность растворенного газа в нефтегазовой смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,103 до 1,460
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси на УПСВ «Грековская» ЦППН-5, зав. № 4059181	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси на УПСВ «Грековская» ЦППН-5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

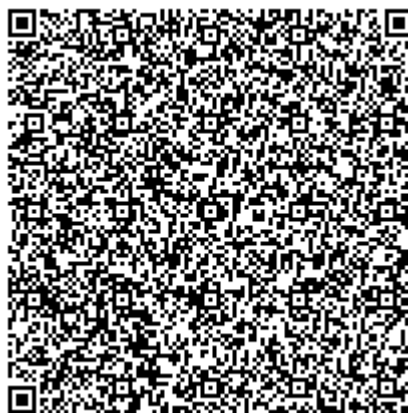
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97096-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск» предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск» (далее – СИКН) основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации входных сигналов, поступающих по измерительным каналам счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее – СРМ), средств измерений давления и температуры. СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью СРМ.

Массу брутто нефти определяют с применением СРМ и системы обработки информации. Выходные электрические сигналы СРМ поступают в систему обработки информации, которая преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет система обработки информации, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя полученные результаты лабораторных испытаний массовой доли воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей.

К настоящему типу средства измерений относится СИКН с заводским номером 01.

В состав СИКН входят:

- входной коллектор СИКН;
- блок фильтров;
- входной коллектор блока измерительных линий (далее – БИЛ);
- БИЛ, состоящий из трех рабочих измерительных линий;
- блок измерений показателей качества нефти;
- блок стационарной трубопоршневой установки;
- система обработки информации.

Автоматизированное рабочее место оператора входит в состав системы обработки информации.

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 13425-06), с преобразователем серии 3500;

– датчики давления «Метран-100» (регистрационный номер 22235-01), модель Метран-100-ДИ;

- датчики давления «Метран–100» (регистрационный номер 22235-01), модель Метран-100–ДД;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270МП (регистрационный номер 21968-05), модель Метран-276МП;
- влагомер нефти поточный УДВН-2п (регистрационный номер 77816-20);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-05), обозначение УДВН-1пм;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный номер 15644-01);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный номер 45410-10);
- установка поверочная стационарная трубопоршневая «Прувер С-100-0,05» (регистрационный номер 17629-98);
- измерительно-вычислительный контроллер OMNI-6000 (регистрационный номер 15066-01), модификация NEMA-4 (далее – ИВК № 1);
- измерительно-вычислительный контроллер OMNI-6000 (регистрационный номер 15066-04), модификация NEMA-4 (далее – ИВК № 2).

Заводской номер СИКН, состоящий из двух арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, расположенную на блок-боксе СИКН, и на титульный лист паспорта типографским способом.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящих в состав СИКН, выполняется пломбирование средств измерений в соответствии с их описаниями типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКН отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) включает встроенное ПО ИВК № 1 и ИВК № 2 и обеспечивает реализацию функций СИКН. Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля) и идентификации, а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи и ведением журнала событий.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой уровней доступа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН, реализованное в ИВК № 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	1105
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия ПО 24.74
Цифровой идентификатор ПО	0000
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН, реализованное в ИВК № 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	66198
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.74.30
Цифровой идентификатор ПО	70EC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 22 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура измеряемой среды, °C	от +10 до +60
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 6,3
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ (трехфазное) 220 ⁺²² ₋₃₃ (однофазное) 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды внутри блок-бокса СИКН, °C – температура воздуха в помещениях системы обработки информации, °C – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск»	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 392 на ПСП «Зеленоборск», аттестованном ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации № 2112/2–177–311459–2023 от 21 декабря 2023 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.47517.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Печоранефтегаз»

(АО «ПНГ»)

ИНН 1105001927

Юридический адрес: 169300, РФ, Республика Коми, г. Ухта, ул. Моторная, д. 14

Телефон: (8216) 78-52-02

E-mail: office@pngukhta.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»

(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Адрес места осуществления деятельности: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, зд. 104И

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

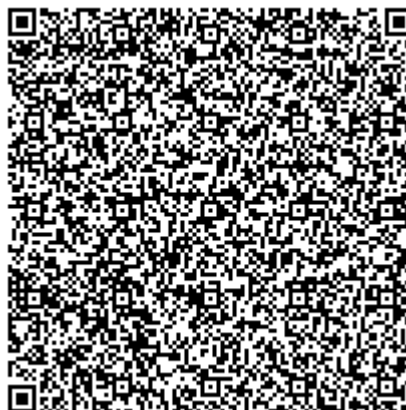
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229



Регистрационный № 97097-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТШВ 15

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТШВ 15 (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления при использовании (встраивании) их в качестве комплектующего изделия в токопроводах генераторных распределительных устройств (для ТШВ 15Б – только в пофазно-экранированных) на номинальное напряжение до 15,75 кВ с номинальной частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции, то есть на создании электродвижущей силы (далее – ЭДС) переменным магнитным полем. Первичный ток создает в магнитопроводе вторичной обмотки ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке электрического тока, пропорционального первичному току.

Конструктивно трансформаторы состоят из магнитопровода с двумя вторичными обмотками. Трансформаторы изготавливаются в исполнениях ТШВ 15 и ТШВ 15Б, отличающихся наличием/отсутствием корпуса, в который помещаются обмотки.

У исполнения ТШВ 15 вторичные обмотки жестко закреплены внутри корпуса и защищены заземленным экраном, выводы вторичных обмоток расположены в коробке выводов корпуса.

У исполнения ТШВ 15Б вторичные обмотки скреплены в единый блок при помощи четырех обмоткодержателей и кольца. На каждой вторичной обмотке имеется колодка вторичных выводов. На обмоткодержателях имеются углубления диаметром 30 мм, служащие для крепления трансформаторов в кожухе токопровода посредством колонок диаметром 30 мм и гаек диаметром 30 мм.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку, расположенную на корпусе трансформаторов, типографским методом в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунках 1 и 2. Пример маркировочной наклейки с указанием места нанесения заводского номера и места нанесения знака утверждения типа представлен на рисунке 3. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба завода-изготовителя. Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Структура условного обозначения трансформаторов при заказе:

Т Ш В 15 х – х/х – хххх/х УЗ

						Климатические условия и категория размещения
						Номинальный вторичный ток, А
						Номинальный первичный ток, А
						Классы точности
						Б – исполнение без корпуса
						Индекс отсутствует – исполнение в корпусе
						Номинальное напряжение, кВ
						Встроенный (с воздушной изоляцией)
						Шинный
						Трансформатор тока

Место пломбирования
пломбой
завода-изготовителя



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов (исполнение ТШВ 15)
с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)



Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов (исполнение ТШВ 15Б)



Рисунок 3 – Пример маркировочной наклейки с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнения	
	ТШВ 15	ТШВ 15Б
Номинальное напряжение, кВ	15	
Номинальное значение частоты переменного тока, Гц	50; 60	
Номинальный первичный ток, А	5000; 6000; 8000	
Наибольший рабочий ток, А	5000; 6300; 8000	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Количество вторичных обмоток	2	
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015: – для измерений и защиты – для защиты	0,2S(10P); 0,2(10P); 0,5S(10P); 0,5(10P) 10P	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В·А	от 10 до 40	
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	15; 16	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×глубина×ширина), мм, не более, для исполнения: – ТШВ 15 – ТШВ 15Б	796×240×760 685×198×650
Масса, кг, не более, для исполнения: – ТШВ 15 – ТШВ 15Б	102 68
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У
Категория размещения по ГОСТ 15150-69	3
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -5 до +70 от 40 до 80 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка до отказа, ч	400000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную наклейку трансформаторов, титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТШВ 15	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИБДП.671235.003РЭ	1 экз.
Паспорт	ИБДП.671235.003ПС	1 экз.
Колонка (только для исполнения ТШВ 15Б)	-	4 шт.
Гайка М30 (только для исполнения ТШВ 15Б)	-	4 шт.
Табличка (только для исполнения ТШВ 15Б)	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа ИБДП.671235.003РЭ «Трансформатор тока ТШВ 15. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

ГОСТ 8.217-2024 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ТУ16-517.565-80 «Трансформаторы тока типов ТШВ 15 и ТШВ 15Б. Технические условия»

Правообладатель

Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат»

(АО ВО «Электроаппарат»)

Адрес юридического лица: 199106, г. Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7, литер И,
оф. 1

ИНН 7801032688

Изготовитель

Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат»

(АО ВО «Электроаппарат»)

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7, литер И, оф. 1

ИНН 7801032688

Испытательный центр

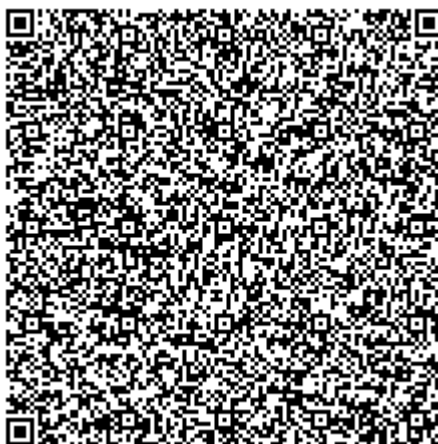
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново
Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60,
помещ. № 1 (ком. № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. 15)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019



Регистрационный № 97098-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСС-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрический РВСС-3000 (далее – резервуары) предназначен для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров РВСС-3000 основан на заполнении их нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефти и нефтепродуктов, согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСС-3000 представляет собой вертикально установленный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и стационарной крышки.

Резервуары оборудованы приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефти и нефтепродуктов осуществляется через приемо-раздаточные устройства. В верхней части резервуаров предусмотрена площадка, предназначенная для удобства и безопасности перемещения обслуживающего персонала. По периметру верхней части резервуаров установлены секции ограждения.

Расположение резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВСС-3000 – наземное.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСС-3000 с заводскими номерами 186, 187, 188, 189 расположены на территории ООО «ТНП», Томская область, Томский м. р-н, Воронинское с. п.,с. Семилужки, ул. Нефтепровод, д.2.

Общий вид резервуаров РВСС-3000 представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу.

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВСС - 3000 не предусмотрено.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящие из трех арабских цифр, нанесены в паспорта и маркировочные таблички резервуаров печатным способом обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Маркировочные таблички резервуаров представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВСС-3000

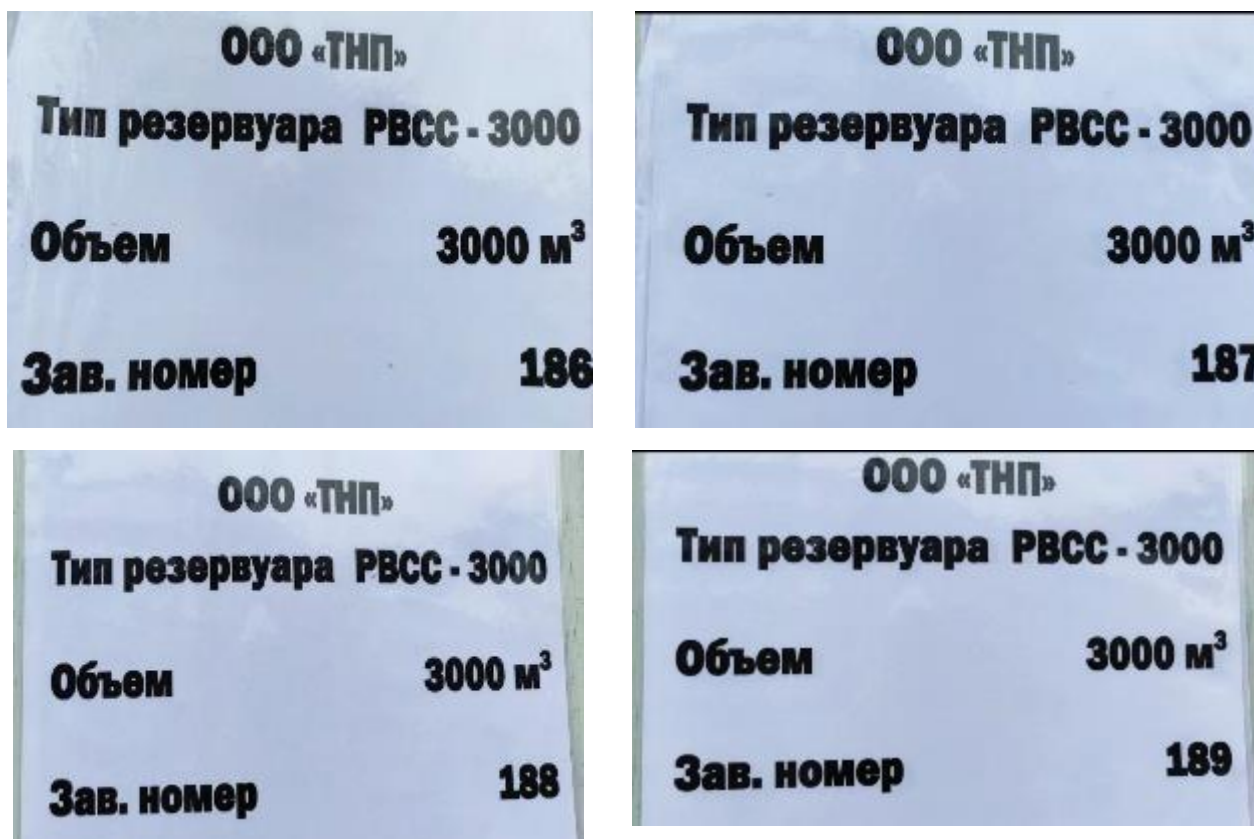


Рисунок 2 – Маркировочные таблички резервуаров РВСС-3000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	±0,2

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуаров

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСС-3000	4 шт.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-3000. Паспорт	—	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте (раздел 5 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Томскнефтепереработка»
(ООО «ТНП»)
ИНН: 7014067223

Юридический адрес: 634530, Россия, Томская обл., Томский м. р-н, Воронинское с. п., с. Семилужки, ул. Нефтепровод, д.2, стр. 18, помещ. 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Томскнефтепереработка»
(ООО «ТНП»)
ИНН: 7014067223

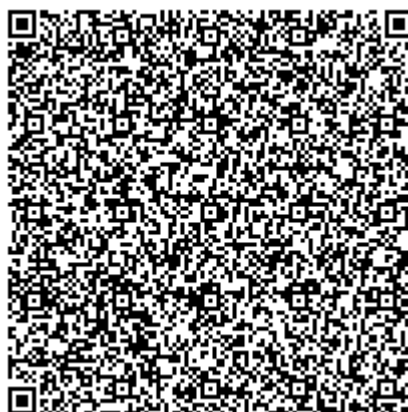
Адрес: 634530, Россия, Томская обл., Томский м. р-н, Воронинское с. п., с. Семилужки, ул. Нефтепровод, д.2, стр. 18, помещ. 5

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области»
(ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Россия, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.313315



Регистрационный № 97099-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термоанализаторы DAMA PAJOUN ARVIN

Назначение средства измерений

Термоанализаторы DAMA PAJOUN ARVIN предназначены для измерений термодинамических характеристик веществ и материалов (температуры и удельной энтальпии (теплоты) в том числе фазовых переходов, удельной теплоёмкости), а также для измерений изменения массы и температуры, при которой это изменение происходит.

Описание средства измерений

Принцип действия термоанализаторов DAMA PAJOUN ARVIN (далее – термоанализаторы) основан на измерении разницы тепловых потоков между тиглем, в котором размещён исследуемый материал, и тиглем, в котором размещён образец сравнения, при изменении температуры под управлением программы контроля температуры, что лежит в основе методов дифференциальной сканирующей калориметрии ДСК (differential scanning calorimetry – DSC), дифференциального термического анализа ДТА (differential thermal analysis – DTA), синхронного термического анализа СТА (synchronous thermal analysis - STA).

Если в образце не происходит никаких реакций и превращений, DSC или DTA кривая представляет собой прямую линию, известную как базовая линия; если в образце происходят эндотермические или экзотермические реакции и/или превращения в определенном диапазоне температуры, возникает разница тепловых потоков и температуры, сигнал которой передаётся в микровольтный усилитель. После усиления сигнал поступает в аналого-цифровой преобразователь и выводится на компьютер для построения DSC или DTA кривой.

Термоанализаторы представляют собой настольные лабораторные приборы, состоящие из нагревательной печи, калориметрической ячейки, микровольтного усилителя, аналого-цифрового преобразователя, системы сбора данных, системы охлаждения, системы контроля расхода газа, компьютера, вакуумного насоса, цифровой камеры, ультрафиолетовой лампы.

Термоанализаторы, совмещённые с высокочувствительными весами (расположены внутри прибора и непосредственно сопряжены с измерительной ячейкой) позволяют помимо сигнала DSC регистрировать изменение массы исследуемого образца (thermogravimetric analysis – TGA). Термоанализатор может работать как в статическом (изотермическом) режиме – СДВ, когда оценивается изменение массы в зависимости от времени при постоянной температуре, так и в динамическом режиме – ДДВ, когда оценивается изменение массы в зависимости от температуры или времени в заданных условиях.

Система контроля расхода газа в измерительной ячейке представляет собой встроенное программно-управляемое устройство подачи двух различных газов в измерительную ячейку

с возможностью автоматического переключения и контроля расхода газов в процессе эксперимента.

Термоанализаторы имеют модификации: DSC, TGA и STA, отличающиеся методом измерений: термоанализаторы DSC - метод DSC, термоанализаторы TGA - метод TGA, термоанализаторы STA методы DSC и TGA. Термоанализаторы модификации DSC имеют исполнения: DSC 3010, DSC 6011-SLN, DSC 6011-SMC2, DSC 6011-SMC1, DSC 6011-SA, DSC 6012-NC, DSC 6013-SC, DSC 6014-PT. Термоанализаторы модификации TGA имеют исполнения: TGA 6022, TGA 3022, TGA 3023, TGA 6023, TGA 6024. Термоанализаторы модификации STA имеют исполнения: STA 3033, STA 6033, STA 6034. Исполнения отличаются диапазоном измерений температуры ввиду использования различных типов печей, системы охлаждения и весового блока, а также наличия ЖК-дисплея.

Серийный номер термоанализаторов наносится на маркировочные таблички (шильдiki), закрепленные на тыльной стороне корпуса с нанесением серийного номера травлением, гравированием или иным пригодным способом, обеспечивающим идентификацию каждого экземпляра термоанализатора, возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации. Серийный номер имеет цифровой формат. Конструкцией термоанализаторов не предусмотрена возможность нанесения знака поверки и знака утверждения типа. Корпус термоанализаторов металлический, окрашиваемый в цвета, которые определяет изготовитель.

Общий вид термоанализаторов представлен на рисунках 1-3. Место нанесения серийного номера представлено на рисунке 4. Пломбирование термоанализаторов не предусмотрено.

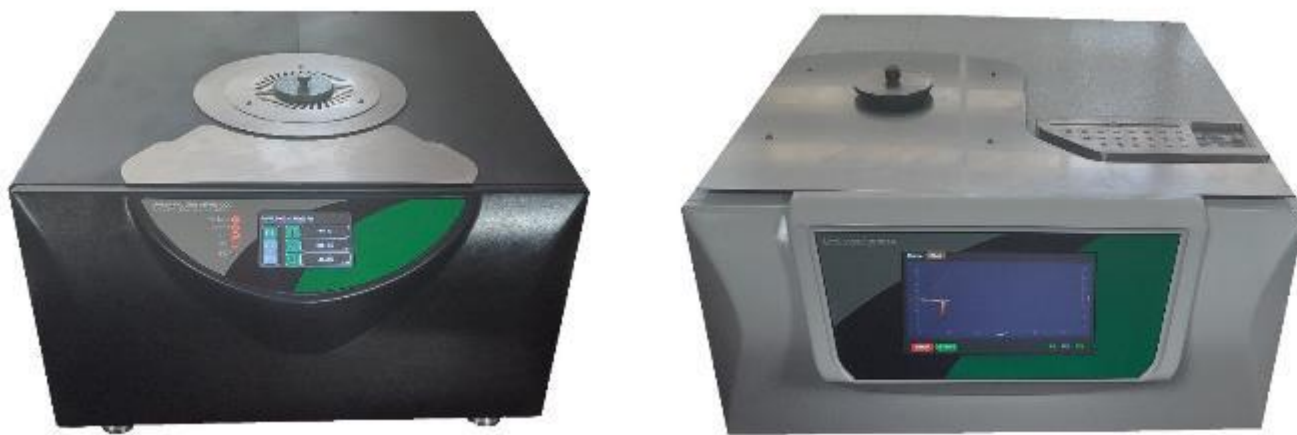


Рисунок 1 – Общий вид термоанализаторов исполнений DSC 3010, DSC 6011-SLN, DSC 6011-SMC2, DSC 6011-SMC1, DSC 6011-SA



Рисунок 2 – Общий вид термоанализаторов исполнений TGA 3022, TGA 6022

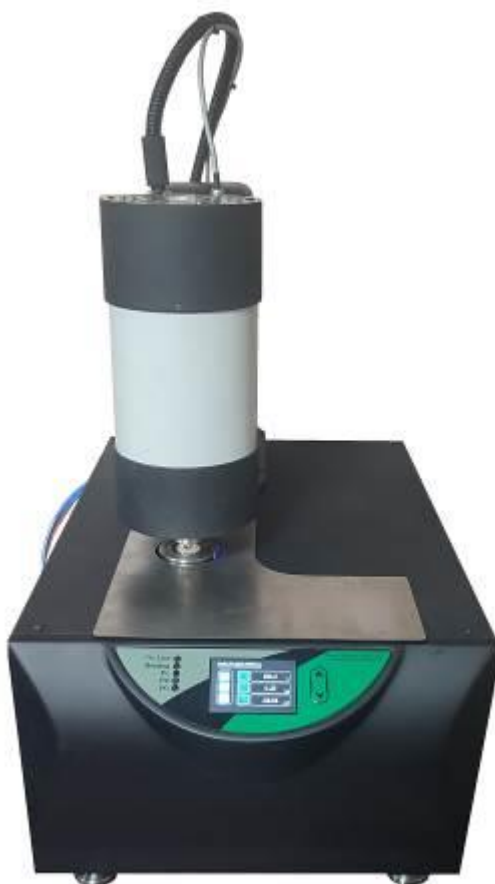


Рисунок 3 – Общий вид термоанализаторов исполнений
DSC 6012-NC, DSC 6013-SC, DSC 6014-PT, TGA 3023, TGA 6023,
TGA 6024, STA 3033, STA 6033, STA 6034

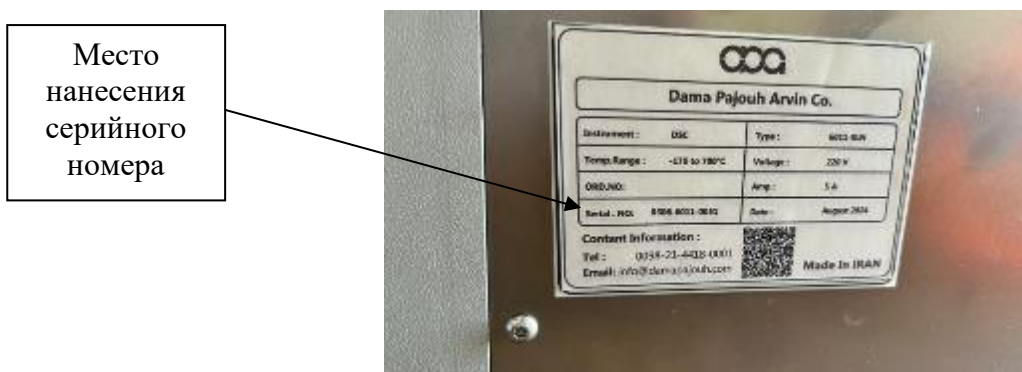


Рисунок 4 – Место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение термоанализаторов (далее - ПО) состоит из встроенной части (встроенный в корпус и защищённый от записи микроконтроллер) и внешней части под управлением операционной системы персонального компьютера. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1. Метрологически значимая часть ПО защищена от несанкционированного вмешательства программными средствами.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Venus Thermal Analysis
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.x.x*
Цифровой идентификатор ПО	-
*x относится к метрологически незначимой части и может принимать значения от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики термоанализаторов модификации DSC

[illegible]

Таблица 3 – Метрологические характеристики термоанализаторов модификаций TGA и STA

[illegible]

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	DSC (исполнения DSC 3010, DSC 6011-SLN, DSC 6011-SMC2, DSC 6011-SMC1, DSC 6011-SA)	DSC (исполнения DSC 6012-NC, DSC 6013-SC, DSC 6014-PT) TGA (исполнения TGA 3023, TGA 6023, TGA 6024) STA	TGA (исполнения TGA 3022, TGA 6022)
Скорость изменения температуры, °C/мин	от 0,1 до 100	от 0,1 до 25	
Параметры электрического питания: - напряжение питания, В - частота напряжения питания, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51		
Габаритные размеры основного блока, мм, не более: - длина - ширина - высота	590 610 310	640 440 825	640 440 570
Масса, кг, не более	20	48	36
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность окружающей среды, %	от +15 до +25 от 30 до 80		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термоанализатор DAMA PAJOUH ARVIN	-	1 шт. ¹⁾
Дополнительные элементы: - тигли - система охлаждения - прочие элементы	-	1 шт. ²⁾
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ Модификация/исполнение и количество в соответствии с заказом.		
²⁾ Количество в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе I документов: «Термоанализаторы DAMA PAJOUH ARVIN. DSC 3010 - DSC 6014. Руководство по эксплуатации», «Термоанализаторы DAMA PAJOUH ARVIN. TGA 3022 – TGA 6024. Руководство по эксплуатации», «Термоанализаторы DAMA PAJOUH ARVIN. STA 3033 – STA 6034. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28.12.2024 № 3155 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений удельной теплоемкости твердых тел в диапазоне температуры от 2 до 1800 К и удельной энтальпии твердых тел в диапазоне температуры от 260 до 1800 К»

Приказ Росстандарта от 19.11.2024 № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Приказ Росстандарта от 04.07.2022 № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

Правообладатель

DAMA PAJOUH ARVIN Co, Иран

Адрес: Инновационный центр, Иранский институт полимеров и нефтехимии, бульвар Паджухеш, г. Тегеран, Иран

Изготовитель

DAMA PAJOUH ARVIN Co, Иран

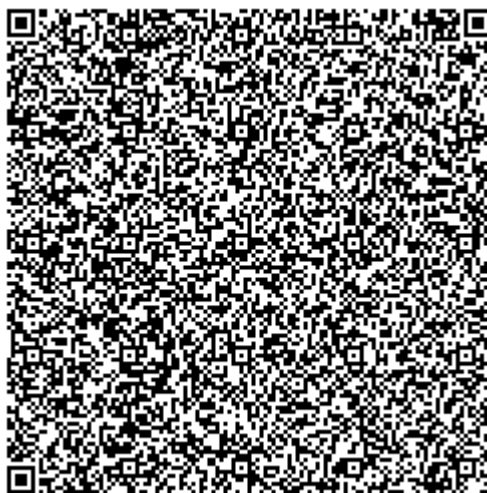
Адрес: Инновационный центр, Иранский институт полимеров и нефтехимии, бульвар Паджухеш, г. Тегеран, Иран

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373



Регистрационный № 97100-25

Лист № 1
Всего листов 81

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самаранефтегаз» 2025

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самаранефтегаз» 2025 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional 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), 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 АО «Самаранефтегаз» (сервер СНГ) (включает в себя сервер базы данных и серверы опроса), сервер сетевой организации (сервер СО), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (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.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 93, 113-116, 118-155, 157-165, 168-170, 172-176, 186, 215, 216, 228, 285, 386, 387, 390 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи

технических средств приема-передачи данных поступает на сервер СО, 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 СНГ в виде xml-файлов. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере СО данное вычисление не осуществляется.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер СНГ, 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. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере СНГ данное вычисление не осуществляется.

Дополнительно сервер СНГ 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).

Далее от сервера СНГ информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации 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 ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера СНГ (сервера базы данных и серверов опроса), часы сервера СО и УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера СНГ (сервера базы данных) с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера СНГ (сервера базы данных) производится независимо от величины расхождений. Обновление данных о текущем значении времени часов серверов опроса обеспечивается от часов сервера базы данных по средствам единой SQL базы данных.

Сравнение показаний часов сервера СО с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера СО производится независимо от величины расхождений.

Для ИК №№ 93, 113-116, 118-155, 157-165, 168-170, 172-176, 186, 215, 216, 228, 285, 386, 387, 390 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера СО осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера СО более ± 3 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера СНГ осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера СНГ более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и серверов 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Самаранефтегаз» 2025 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера СНГ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой от- носительной погрешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 26, КЛ-6 кВ ф. ЖД	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
2	ВЛ-35 кВ Сарбай, оп. 22, ВЛ-35 кВ отпайка на ПС 35 кВ БКНС, ПКУ-35 кВ	ТЕСV-С3-35 Кл.т. 0,5S I _{1ном} =200 А U _{I2ном} =1 В K _{ТТ} =40 Рег. № 69430-17 Фазы: А; В; С	ТЕСV-С3-35 Кл.т. 0,5 U _{1ном} =35000/√3 В U _{2ном} =1 В K _{ТН} =350 Рег. № 69430-17 Фазы: А; В; С	ЕСМ-ЕТ55-24- А2Е2-05S Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 66884-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	ПС 35 кВ Ключевская, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 35 кВ Орлянская, ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
5	ПС 35 кВ Орлянская, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
6	ПС 110 кВ Калиновский ключ, ввод 35 кВ, С-1-Т	ТФН-35М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
7	ПС 110 кВ Калиновский ключ, ввод 35 кВ, С-2-Т	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87379-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
8	ПС 110 кВ Мухановская, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 10, КЛ-6 кВ Ф-НН-1	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Мухановская, РУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 27, КЛ-6 кВ Ф-НН-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
10	ТП 6 кВ ТП Филиала АО Транснефть-Приволга БРНУ, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
11	РУ-0,23 кВ СКЗ-27, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
12	ЩУ-0,4 кВ Саматрансгаз, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ЗРУ-6 кВ Насосная № 3 ЛПДС Кротовка, 1 СШ 6 кВ, яч. 19	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
14	ПС 110 кВ Подгорная, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Петровка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 87379-22 Фазы: С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
15	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ отпайка Тимашево-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
16	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 1, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 23, ВЛ-6 кВ Ф-25	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
18	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 24, ВЛ-6 кВ Ф-СК-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
19	ПС 35 кВ Северо- Максимовка, РУ-6 кВ, Яч. № 6, ВЛ-6 кВ Ф-Про- гресс-2	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
20	ПС 35 кВ Колыванская, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Колы- ванская-2	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 87360-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
21	ПС 35 кВ Ровное, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Дзержинская	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87379-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
22	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ Ф-12	ТПК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22944-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 35 кВ Ключевская, РУ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Луговая	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 87360-22 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
24	ВЛ-35 кВ Благо- даровка, оп. 74, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
25	ПС 35 кВ Восточ- ная, РУ-6 кВ 1 СШ 6 кВ, Яч. № 25, КЛ-6 кВ Ф-ПСМ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
26	ПС 35 кВ Восточ- ная, РУ-6 кВ 2 СШ 6 кВ, Яч. № 8, КЛ-6 кВ Ф-ПСМ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
27	ПС 35 кВ Восточ- ная, РУ-6 кВ 1 СШ 6 кВ, Яч. № 17, КЛ-6 кВ Ф-РМБ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ 2 СШ 6 кВ, Яч. № 7, КЛ-6 кВ Ф-РМБ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
29	ПС 35 кВ Промысловая (Цех № 2), РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Промысловая-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
30	ПС 35 кВ Сытовка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
31	ПС 110 кВ Мухановская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 4, КЛ-6 кВ Ф-4	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-02 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
32	ПС 110 кВ Мухановская, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Яч. № 38, ВЛ-6 кВ Ф-КНС-5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
33	КТП 6 кВ № 143, ввод-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	ПС 110 кВ Мухановская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 2, КЛ-6 кВ Ф-2	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
35	ПС 35 кВ Винно-Банновская, РУ-6 кВ, Яч. № 5, ВЛ-6 кВ Ф-4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
36	ПС 35 кВ Восточная Черновка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 12, ВЛ-6 кВ Ф-33	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
37	ПС 35 кВ Промысловая, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-17	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38	ПП-35 кВ Сидоровка, ВЛ-35 кВ перемилька Сидоровка-Сидоровка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 56411-14 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35III Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А ЗНОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 62260-15 Фазы: В ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13 Фазы: С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
39	ПС 35 кВ Ветлянская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ветлянка-3	ТОЛ-СВЭЛ-35 ПМ Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 77680-20 Фазы: А-В; В-С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,3
							Реактив- ная	2,2	5,5
40	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ Ф-6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
42	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ Ф-12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
43	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ Ф-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
44	ПП 35 кВ ВЛ-35 кВ Утевка-1, отпайка ВЛ-35 кВ	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
45	ВЛ-110 кВ Бариновка-2, оп. 145, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив-ная	0,6	1,4
							Реактив-ная	1,1	2,4
46	ПС 110 кВ Бариновская, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Домашкинская	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,3
							Реактив-ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ПП 35 кВ ВЛ-35 кВ Богдановка-2, отпайка ВЛ-35 кВ в сторону ПС 35 кВ Богдановка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
48	ВЛ-110 кВ Бариновка-1, оп. 7а, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
							Реактив- ная	1,1	2,4
49	ВЛ-110 кВ Бариновка-1, оп. 19а, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61015-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
							Реактив- ная	1,1	2,4
50	ВЛ 35 кВ Утевка-2 от ПС 110 кВ Бариновская, отпайка ВЛ-35 кВ, оп. 19, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
51	ПС 35 кВ Ветлянка, РУ-35 кВ 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Красный Яр-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
52	ПС 35 кВ Киндяково, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Дачная	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
53	ВЛ 35 кВ Сокская от ПС 110 кВ Горная, оп. 39, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
54	ПП № 6 6 кВ, ВЛ-6 кВ КИН 6	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
55	ПП № 7 6 кВ, ВЛ-6 кВ КИН 7	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
56	ВЛ 35 кВ Каменка, оп. 130/1, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 150/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
57	ВЛ-35 кВ Кривая Лука, оп. 54, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	ВЛ 35 кВ Сарбай от ПС 35 Дерю- жевка, оп. 43, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
59	ПП4 10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; С ЗНОЛПМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07 Фазы: В	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
60	ВЛ 10 кВ Ф4 от ПС 110 кВ Боль- шая Черниговка, оп. 400/226, ПКУ- 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
61	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Неклюдово	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
62	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Уваровка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	РП-10-3/3 10 кВ, Ввод-10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
64	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Борск-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
65	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Могутово	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
66	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
67	ПС 110 кВ Под- горная, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
68	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
69	ПС 110 кВ Подгорная, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
70	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 26417-04 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
71	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17552-98 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
72	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
73	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
74	ПС 110 кВ Тимашевская, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
75	ПС 110 кВ Тимашевская, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
76	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С2Т	ТФ3М 110Б-IV У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 81467-21 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
77	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С1Т	ТФ3М 110Б-IV У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 81467-21 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
78	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Лугань-Дмитриевка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 87344-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
79	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сброс	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
80	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Северо-Максимовка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив-ная	1,3	3,3
							Реактив-ная	2,5	5,6
81	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Лугань-Марьевка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,3
							Реактив-ная	2,5	5,6
82	ПС 110 кВ Лугань, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
83	ПС 110 кВ Лугань, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4
84	ПС 110 кВ Лугань, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
85	ПС 110 кВ Лугань, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
86	ПС 35 кВ Мала-нинская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1-Т	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив-ная	1,3	3,2	
							Реактив-ная	2,5	5,5	
87	ПС 35 кВ Мала-нинская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2-Т	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5	
88	ПС 35 кВ Мала-нинская, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4	
89	ПС 110 кВ Козловская, РУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С1Т	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Актив-ная	1,3	3,3		
						Реактив-ная	2,5	5,6		
90	ПС 110 кВ Козловская, РУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С2Т	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Актив-ная	1,3	3,3		
						Реактив-ная	2,5	5,6		
91	ПС 35 кВ В. Ветлянская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ Т-1-Т	ТОЛ-35 III-II-1 УХЛ1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 87378-22 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Актив-ная	1,3	3,3		
						Реактив-ная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
92	ПС 35 кВ В.Вет- лянская, ОРУ-35 кВ, СР-35	ТОЛ-35 III-II-1 УХЛ1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 87378-22 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
93	ПС 110 кВ Нефте- горская-2, ОРУ- 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
94	ПС 110 кВ Куди- новская, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87379-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
95	ПС 110 кВ Куди- новская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
96	ПС 110 кВ Кудиновская, ввод 6 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 15698-96 Фазы: А Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 26198-03 Фазы: В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
97	ПС 110 кВ Кудиновская, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТФЗМ 35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 87379-22 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
98	ПС 110 кВ Кудиновская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
99	ПС 110 кВ Кудиновская, ввод 6 кВ ТСН-2	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 26198-03 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100	ПС 35 кВ Пинен-ковская, РУ-35 кВ, ввод-35 кВ, отпайка от ВЛ-35 кВ Май-ская	АСН-36 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	UCSF-36 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 27816-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
101	ПС 35 кВ Пинен-ковская, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4
102	ПС 35 кВ Чубовка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2-Т	АВК 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 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. № 36697-17			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
103	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4
104	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1-Т	АВК 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 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. № 36697-17			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
105	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
106	ПС 35 кВ Чубовка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 4, ВЛ-6 кВ Ф-321	АВК 10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47171-11 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. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
107	КТП 6 кВ № 182, ввод-0,4 кВ	ТТН40 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
108	ПП № 19 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,2
							Реактив- ная	2,2	5,4
109	ПС 110 кВ Муха- новская, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С1Т	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
110	ПС 110 кВ Муха- новская, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С1Т	ТШЛП-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 48925-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
111	ПС 110 кВ Муха- новская, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С2Т	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
112	ПС 110 кВ Мухановская, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С2Т	ТШЛП-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 48925-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
113	ПС 110 кВ Борское, РУ-35 кВ, 1 СШ 35кВ, Яч. № 1, ВЛ-35 кВ Водозабор	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
114	ПС 110 кВ Борское, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Яч. № 2, ВЛ-35 кВ Борск-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
115	ПС 110 кВ Кротовка, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч. № 14, ВЛ-35 кВ Дмитриевка-1	ТРО 70.11 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
116	ПС 110 кВ Серноводская, РУ-35 кВ, Яч. № 12, ВЛ-35 кВ Козловская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
117	ПС 35 кВ Черновка, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. № 9, ВЛ-10 кВ Ф.ЧРН-9	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
118	ПС 110 кВ Ко-ханы, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 9, ВЛ-6кВ Ф-63	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
119	ПС 110 кВ Ко-ханы, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 19, ВЛ-6 кВ Ф-64	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
120	ПС 110 кВ Ко-ханы, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 2, ВЛ-6 кВ Ф-65	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
121	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Промысловая-1	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
122	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Перемычка	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
123	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, Яч. № 10, ВЛ-6 кВ Ф-10	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
124	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Яч. № 38, ВЛ-6 кВ Ф-38	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 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 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
125	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 27, ВЛ-6 кВ Ф-27	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 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
							Реактив- ная	2,3	4,6
126	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 35, ВЛ-6 кВ Ф-35	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 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	СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
127	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Яч. № 8, отпайка ВЛ-35 кВ Перемычка	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
128	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Яч. № 2, ВЛ-35 кВ ДНС-2	ТРО 70.11 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
129	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Яч. № 1, ВЛ-35 кВ Благодаровка	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
130	ПС 110 кВ Дубовый Умет, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Яч. № 4, ВЛ-35 кВ Горбатовская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
131	ПС 110 кВ Дубовый Умет, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Яч. № 2, ВЛ-35 кВ Карагайская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
132	ПС 110 кВ Дубовый Умет, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Яч. № 1, ВЛ-35 кВ Колыванская-1	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
133	ПС 110 кВ Дубовый Умет, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Яч. № 7, ВЛ-35 кВ Кудиновская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
134	ПС 110 кВ Пест- равка, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. № 6, КЛ-10 кВ Ф-9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3										
							Реактив- ная	2,5	5,6										
135	ПС 110 кВ Пест- равка, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. № 21, КЛ-10 кВ Ф-16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,3								
									Реактив- ная	2,5	5,6								
136	ПС 110 кВ Чапа- евская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. № 12, КЛ-10 кВ Ф-12	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	ТЕ3000.01.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19					СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,3						
											Реактив- ная	2,5	5,6						
137	ПС 110 кВ Чапа- евская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. № 11, КЛ-10 кВ Ф-11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12							СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,1	3,0				
													Реактив- ная	2,3	4,6				
138	ПС 110 кВ Снис- ски, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Медведев- ская-1	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12									СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,3		
															Реактив- ная	2,5	5,6		
139	ПС 110 кВ Снис- ски, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Медведев- ская-2	ТФН-35 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08											СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная	1,1	3,0
																	Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
140	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 3, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
141	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 6, ВЛ-6 кВ Ф-4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
142	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 7, ВЛ-6 кВ Ф-6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
143	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 10, ВЛ-6 кВ Ф-10	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
144	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 14, ВЛ-6 кВ Ф-14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
145	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 15, ВЛ-6 кВ Ф-15	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
146	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 16, ВЛ-6 кВ Ф-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
147	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 17, ВЛ-6 кВ Ф-17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
148	ПС 110 кВ Снис-ски, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 18, ВЛ-6 кВ Ф-18	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
149	ПС 35 кВ Забо-ровка, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-2	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,6
150	ПС 110 кВ Алака-евка, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ УОН	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
151	ПС 110 кВ Алака-евка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 7, ВЛ-6 кВ Ф-Алк-5	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
152	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-1	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
153	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Утевка-1	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
154	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Бариновка-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
155	ПС 110 кВ Горная, ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ВЛ-35 кВ Сокская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
156	ТП 6кВ Гиппократ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
157	ПС 110 кВ Елховка, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Ка- менка	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
158	ПС 110 кВ Елховка, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Елховка	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
159	ПС 110 кВ Сос- новка, РУ-35 кВ, яч. 2, ВЛ 35 кВ Сарбай	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
160	ПС 35 кВ Солнеч- ная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 1, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
161	ПС 35 кВ Солнеч- ная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, Яч. № 2, ВЛ-6 кВ Ф-2	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
162	ПС 35 кВ Солнеч- ная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 4, ВЛ-6 кВ Ф-3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
163	ПС 35 кВ Солнечная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 17, ВЛ-6 кВ Ф-9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,2
164	ПС 35 кВ Солнечная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 15, ВЛ-6 кВ Ф-15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Реактив- ная	2,5	5,5
165	ПС 35 кВ Солнечная, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
166	ПС 35 кВ Калиновская, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. № 5	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
167	ПС 35 кВ Калиновская, ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,2S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Реактив- ная	2,3	4,6
168	ПС 110 кВ Коханы, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
169	ПС 110 кВ Ко- ханы, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
170	ПС 110 кВ Ко- ханы, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Неприк	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
172	ПС 110 кВ Нефте- горская-1, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С- 2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
173	ПС 110 кВ Нефте- горская-1, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С- 1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
174	ПС 110 кВ Алек- сеевка, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Грековка	GIF 40,5 Кл.т. 0,2 200/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,9	1,6
							Реактив- ная	1,6	2,5
175	ПС 110 кВ Алек- сеевка, РУ-35 кВ, ОМВ 35 кВ	ТРО 70.11 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
176	ПС 110 кВ Алаке-евка, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
177	ТП 6 кВ Техниче-ский водозабор, ввод 6 кВ Тр 1	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
178	ТП 6 кВ Техниче-ский водозабор, ввод 6 кВ Тр 2	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
179	ТП 6 кВ 1 подъем, Ввод № 2 0.4 кВ	ТТ-0,66-ТШН Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 58721-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,1 5,4
180	ТП 6 кВ 1 подъем, Ввод № 1 0.4 кВ	ТТ-0,66-ТШН Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 58721-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,1 5,4
181	РУ-6 кВ 2 подъем, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
182	ВЛ 35 кВ Гаври- ловка, оп. 43а, ВЛ-35 кВ Богаты- ревка, Реклоузер- 35 кВ	ТЛО-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 36291-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
183	КТП 35 кВ АО СамЭСК, РУ- 35 кВ, Ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А-В; В-С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
184	ТП 6 кВ ООО ПКФ Зима, ввод 6 кВ Т-2	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
185	ПП-10 Утевского месторождения 10 кВ, ПКУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ в сто- рону Утевское ме- сторождение	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
186	ПС 110 кВ Пест- равка, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Петрух- новская	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	2,9
					СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Реактив- ная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
187	РУ-6 кВ 2 подъем, КЛ-6 кВ Ф-ВК-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
188	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 20, ВЛ-6 кВ Ф-СК-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
189	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 10, ВЛ-6 кВ Ф-СК-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
190	ТП 6 кВ 23-02, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
191	ПС 110 кВ Лу- гань, РУ-6 кВ 1 СШ 6 кВ, яч. № 12, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
192	РУ-0,4 кВ СКЗ № 40, ввод 0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
193	ТП 6 кВ СКЗ № 57, КЛ-0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
194	ТП Кх6101/100 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
195	ПС 35 кВ Вязо- вый Гай, КЛ-0,4 кВ МВ-35 кВ Ко- лыванская-2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
196	ПС 35 кВ Ровное, КЛ-0,4 кВ МВ-35 кВ Дзер- жинская	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
197	ОМП 6 кВ СКЗ № 149, КЛ-0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	Актив- ная	1,0	3,1		
198	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 23, КЛ-6 кВ Ф-ОЛ- ПУМГ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,3	3,2		
					Реактив- ная	2,5	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
199	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 24, КЛ-6 кВ Ф-ОЛПУМГ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
200	РУ-0,23 кВ СКЗ № 136, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
201	РУ-0,23 кВ СКЗ № 144, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
202	ОМП 6 кВ СКЗ № 48, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
203	ПС 35 кВ Екате- риновская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 14, ВЛ-6 кВ Ф-1	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.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
204	КТП 6 кВ КК4106/25, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
205	КТП 6 кВ КК4323/25, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
206	РУ-0,23 кВ СКЗ № 143, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
207	РУ-0,23 кВ СКЗ № 142, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
208	РУ-0,23 кВ СКЗ № 140, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
209	ТП 6 кВ ДМ 4201/100, КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
210	ОМП 6 кВ СКЗ № 50, РИЦ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
211	КТП 10 кВ РРВ-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
212	ТП 6 кВ ЭНС № 4, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
213	РУ-0,23 кВ СКЗ № 146, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
214	РУ-0,23 кВ СКЗ № 271, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
215	ПС 110 кВ Нефте- горская-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 9, ВЛ-6 кВ Ф-9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 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	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
					СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Реактив- ная	2,3	4,6
216	ПС 110 кВ Нефте- горская-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 31, ВЛ-6 кВ Ф-31	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 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
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
217	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 4, ВЛ-6 кВ Ф-73	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
218	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. № 5, ВЛ-6 кВ Ф-72	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
219	ОМП 6 кВ СКЗ № 147, РЩ-0,23 кВ, ввод- 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
220	РУ-0,4 кВ ДГРП, ввод 0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
221	ТП 6 кВ Минист- стерство транс- порта и автомо- бильных дорог Самарской обла- сти, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	ТТЭ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 67761-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
222	РУ-0,23 кВ СКЗ № 148, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
223	ОМП 6 кВ СКЗ № 37, РЩ-0,23 кВ, ввод- 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
224	ТП 6 кВ ООО ГСИ СНЭМА, РЩ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
225	РУ 0,4 кВ Гараж ДГРП, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
226	ТП 6 кВ Самарав- тормет, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
227	ТП 10 кВ Вр 1924/25, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
228	ПС 35 кВ Май- ская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. № 4, ВЛ-10 кВ Ф-5	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
229	РУ-0,4 кВ СКЗ № 103, ввод 0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
230	ОМП 6 кВ СКЗ № 139, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
231	КТП 6 кВ Л 401, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,2 5,5
232	ПП-9 6 кВ, ВЛ-6 кВ АО ССК	ТВЛМ Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
233	РЩ-0,4 кВ ЦДНГ (Контора ЦДНГ), ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,0	3,1 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
234	РУ-0,23 кВ СКЗ № 137, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
235	ПП 10 кВ Рак-3, ВЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
236	КТП 6 кВ № 134, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
237	КТП 6 кВ № 140, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
239	ТП 6 кВ ЗАО ССК, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,0	3,2		
					Реактив- ная	2,1	5,5		
240	РЩ-0,4 кВ МПХГ, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	Актив- ная	1,0	3,1		
					Реактив- ная	2,0	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
241	ОМП 6 кВ СКЗ № 152, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
242	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 160, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
243	ОМП-6 кВ ГРС № 20, РЩ-0,23 кВ ГРС № 20, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
244	ВЛБ-6 кВ № 1, от- пайка ВЛ-6 кВ Ф- 52	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
245	ТП 6 кВ Мини- стерство транс- порта и автомо- бильных дорог Самарской обл., РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТТЭ-60 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 52784-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,1 5,4
246	ОМП 6 кВ СКЗ № 159, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
247	РУ-0,22 кВ СКЗ № 26-43, ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
248	ТП 6 кВ Насос- ная, РЩ-0,4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 22657-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
249	ТП 6 кВ на ПС 35 Дачная, РУ-0,4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
251	ТП 6 кВ № 5-12, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
252	ТП 6 кВ № 1-14, РЩ-0.4 кВ, QS-1, КЛ-0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,0	3,1		
					Реактив- ная	2,1	5,4		
253	ОМП 6 кВ СКЗ № 158, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
254	РЩ-0,4 кВ ФЛ Озмаян Т.С., КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
255	РЩ-0,4 кВ ФГУП Почта России, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
256	ОМП 6 кВ СКЗ № 155, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
257	ТП 6 кВ № 1-14, РЩ-0.4 кВ, QS-2, КЛ-0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
258	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 43, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
259	ТП 6 кВ № 3-17, СШ-0,4 кВ, QF-2, КЛ-0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
260	НОМ 6 кВ СКЗ № 153, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
261	ТП 6 кВ № 77-05, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
262	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 157, КЛ-0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
263	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 52, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
264	РЩ-0,4 кВ СПК имени Ленина, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
265	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 51, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
266	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 53, ввод 0.23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
267	ВЛ 6 кВ Ф-М-1 от ПС 35 кВ Малы- шевская, отпайка ВЛ-6 кВ от оп. 11К в сторону ТП 6 кВ Филиала АО Транснефть-При- волга БРНУ, оп. 2, Реклоузер	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
268	ТП 10 кВ Гр210/160, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0.4 кВ Ф-1	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
269	РЩ-0,4 кВ ИП Шагалина В.М., ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
270	РЩ-0,4 кВ Адм. здание АО Сама- ранефтегаз, Руб., ввод 0,4 кВ от ТП 6 кВ № 130	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
271	ЩУ-0,4 кВ Котлопункт, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
272	ТП 6 кВ № 183- 22, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.22 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
273	ТП 6 кВ 3-20А, РЩ-0,4 кВ, QF-5, КЛ-0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
274	ТП 6 кВ № 805, РЩ-0,4 кВ, ввод- 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
275	ТП 6 кВ Колхоз- ная, РЩ-0.4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сто- рону Пасеки 1 от- деление	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
276	ТП 6 кВ № 18, РЩ-0.4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Пасека 3 отделе- ние	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
277	ТП 6 кВ № П101, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 15/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
278	ПС 35 кВ Город- 2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ Ф-5	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.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
279	ПС 35 кВ Город- 2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ Ф-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
280	ПС 35 кВ Город- 2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ Ф-15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
281	ТП 6 кВ № 9, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 71402-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
283	РЩ 0,4 кВ Поме- щение очистных, КЛ-0,4 кВ от ТП 6 кВ КИН 681	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
284	ТП 6 кВ ГОиЧС, РЩ-0.4 кВ, QF-1, ВЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,0	3,1 5,6
285	ПС 35 кВ Кривая Лука 2, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
286	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ ДНС-323	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
287	РП-6 6 кВ ООО Самарский Дело- вой Центр, КЛ-6 кВ Ф-4	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5
288	РП-6 6 кВ ООО Самарский Дело- вой Центр, КЛ-6 кВ Ф-23	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
289	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП 10 кВ № ДНС-530, ТП 10 кВ № ДНС- 531	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
290	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП 10 кВ № ДНС-326, ТП 10 кВ № ДНС-327	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
291	РЩ-0,23 кВ СКЗ № 14, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09			Актив- ная	1,0	3,1
							Актив- ная	1,0	3,1
292	ТП 6 кВ № 63, РЩ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Реактив- ная	2,0	5,6
							Актив- ная	1,0	2,9
293	ВЛ 6 кВ Ф-4 от ПС 35 кВ Про- мысловая (Цех № 2), оп. 22, ПКУ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	3×ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Реактив- ная	2,0	4,6
							Актив- ная	1,0	3,1
294	ШУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону В.С. Мелконян	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
295	КТП 6 кВ СНТ НЕФТЯНИК, РУ-0,4 кВ, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
296	ШУ-0,4 кВ СОК, ввод -0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
297	ПС 35 кВ ДНС-1, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ ф-4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 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. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
298	ТП 6 кВ № 1-14, РЩ-0,4 кВ, QF-1, КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
299	ТП 6 кВ Заб210, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ИП Шарипов Х.И.	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
300	КТП 6 кВ УКЗ, РУНН-0,23 кВ, КЛ-0,23 кВ в сторону ООО СВГК	—	—	СЭБ-1ТМ.03.00 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 63534-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
301	ВЛ 6 кВ Ф-55 от ПС 35 кВ Марьев- ская, отпайка ВЛ- 6 кВ в сторону ТП 6 кВ гр. Ермаков А.В., оп. 1, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5 5/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; С	3×ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,2 6000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,2
							Реактив- ная	2,2	5,4
302	ТП-6 кВ Филиала АО Транснефть- Приволга БРНУ, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
303	ЩУ1-0,4 кВ, ВЛ- 0,4 кВ Качалин Н.Ф.	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
304	РЩ-0,4 кВ Га- ража, Ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
305	ВРУ-0,4 кВ Чига- ров А.Н., Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
306	ВРУ-0,4 кВ Тиба- тин, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
307	ТП 6 кВ № 182-22, РЩ-0,4 кВ, QS-4	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
308	ВРУ-0,4 кВ ООО ДИЗО, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
309	ТП 6 кВ № 24-04, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сто- рону Админи- страция с.п. Ти- машево	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
310	КТП 6 кВ № 1, РУ-0,4 кВ, АВ-0,4	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
311	ТП-6 кВ Сара- товмелиоводхоз, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
312	РЩ-0,4 кВ Адми- нистрация сель- ского поселения Черновка, КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
313	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ Ф-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
314	ТП 6 кВ № 1201, РУ-0,4 кВ, ввод 0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 29482-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
315	ТП 6 кВ № 1202, РУ-0,4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
316	ТП 6 кВ № 1203, РУ-0,4 кВ, ввод 0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
317	КТП 6 кВ Излучина-1, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 51624-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
318	КТП 6 кВ Излучина-2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
319	КТП 6 кВ Коро- вин А.В., РУ-0,4 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. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
320	ТП 6 кВ Коровин А.В., РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
321	ТП-6 кВ ФКУ По- волжупратодор, РУ-0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ в сторону объ- екты ФКУ Повол- жуправтодор	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
323	ШУ-0,4 кВ Маги- страль, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.21 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
324	ТП 6 кВ № 1 ООО Луч, ввод 0.4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
325	ТП 6 кВ № 2 ООО Луч, ввод 0.4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
326	ТП 6 кВ ООО Газспецсервис, РЩ-0.4 кВ, QF-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
327	ТП 6 кВ ЗАО Росби, ввод 6 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
328	ТП 6 кВ № 3 2902/160, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.22 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
329	ТП 6 кВ № 3 2904/160, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
330	РЩ-0,4 кВ № 1 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
331	РЩ-0,4 кВ № 2 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
332	РЩ-0,4 кВ № 3 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
333	РЩ-0,4 кВ № 1 Здание ЦГМ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
334	РЩ-0,4 кВ № 2 Здание ЦГМ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
335	РЩ-0,4 кВ ООО Нектар, ввод-0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
336	РЩ 0.4 кВ кон- тора ЦПНГ-4, А-1, ввод 0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
337	РЩ 0.4 кВ кон- тора ЦПНГ-4, А-2, ввод 0.4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
338	ВРУ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ от ТП 6 кВ 25 кВА (1)	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
339	ВРУ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ от ТП 6 кВ 25 кВА (2)	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
340	ВРУ 0,23 кВ, КЛ- 0,23 кВ от ОМП 6 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
341	КП 78-9 6 кВ, РЩ-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
342	КП 79-1 6 кВ, РЩ-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
343	ТП 6 кВ СКЗ № 176, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
344	ПС 35 кВ Осинов- ская, Ввод 35 кВ	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
345	ТП 6 кВ ООО Газспецсервис, РЩ-0.4 кВ, QF-2	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
346	ВЛ 6 кВ Ф-9 от ПС 110 кВ Муха- новская, оп. 17, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
347	ВЛ 6 кВ Ф-76 от ПС 35 кВ Восточ- ная, оп. 7, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5 15/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-6М Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
348	ПС 35 кВ Кали- новская, 1 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 71706-18 Фазы: А-В; В-С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,6	1,4
							Реактив- ная	1,1	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
349	ТП 6 № 71-15, РЩ-0,4 кВ, QF-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
350	ТП 6 кВ № 6-01, Ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
351	ТП 6 кВ Ренфорс- НТ, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
352	ТП 6 кВ ООО Тепломонтаж, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
353	ТП 6 кВ ООО ДельтаРус, Ввод- 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
354	ТП 6 кВ № 34-14, РУ-0,4 кВ. СШ- 0,4 кВ, QF-3	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
355	КТП 6 кВ ООО Эльбрус, Ввод - 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
356	ТП 6 кВ ООО Реммаш-Сервис, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
357	ПС 35 кВ Восточ- ная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 6, ВЛ-6 кВ Ф-74	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
358	ТП 6 кВ ООО БурТехИмуще- ство, Ввод-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 74332-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
359	ТП 6 кВ ООО Спектр, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
360	ТП 6 кВ № 31-08, РУ-0,4 кВ, СШ- 0,4 кВ, QF-2	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
361	ТП 6 кВ № 34-05, РУ-0,4 кВ, СШ- 0,4 кВ, QF-3	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
362	ТП 6 кВ ООО Нефтетранссер- вис, Ввод 2- 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 51624-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
363	ТП 6 кВ ООО Нефтетранссер- вис, Ввод 1- 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 51624-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
364	ТП 6 кВ ООО ВСК, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
365	ШУ-0,4 кВ, Сва- рочный пост, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
366	ШУ-0,4 кВ, Ва- гон-дом, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
367	ТП 6 кВ № 76-16, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
368	ТП-6 кВ № 6, РУ- 0,4 кВ, QF-4, КЛ- 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Джумашева Э.Ф.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
369	ТП-6 кВ № 71-10, РЩ-0,4 кВ, QF-2, КЛ-0,4 кВ в сто- рону ВРУ-0,4 кВ Матвеевко В.А.	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
370	ТП-6 кВ № 5-07, РУ-0,4 кВ, СШ- 0,4 кВ, QF-3, КЛ- 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Маяк	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
371	ВРУ-0,4 кВ, Мо- жаров Н.В., Ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
372	ПС 35 кВ Восточ- ная, РУ-6 кВ 2 СШ 6 кВ, Яч. № 13, КЛ-6 кВ Ф- ВНС-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
373	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ 1 СШ 6 кВ, Яч. № 16, КЛ-6 кВ Ф-ВНС-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
374	ТП 6 кВ ИП Мячина Ю.С., Ввод-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,0	3,2
							Реактив-ная	2,1	5,5
376	ТП 6 кВ ФКУ Поволжуправтодор, Ввод-0,4 кВ	ТТЭ-А Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 32501-08 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,1	5,4
377	ТП 6 кВ № 121-02, Ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,0	5,6
378	ВРУ-0,4 кВ, Шляпугин А.М., Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив-ная	1,0	3,1
							Реактив-ная	2,0	5,6
379	КТП 6 кВ Мадюскин А.А., РУ-6 кВ, Ввод-6кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
380	ТП-6 кВ № 90-12, РУ-0,4 кВ, QF-4, ВЛ-0,23 кВ в сто- рону РЩ-0,23 кВ Тишаков Ю.А.	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
381	ТП 6 кВ Фермер, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
382	КТП 6 кВ ООО Нигма-Транс, Ввод-0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
383	КТП 6 кВ № 20, РУ-0,4 кВ, АВ-6	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,0	5,6
384	РП-2 10 кВ Фре- гат, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ Ф-2	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4
385	РП-2 10 кВ Фре- гат, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ Ф-27	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реактив- ная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
386	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 17, ВЛ-6 кВ Ф-17	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
387	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Яч. № 42, ВЛ-6 кВ Ф-42	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; 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. № 36697-12	СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
388	РЩ-0,4 кВ, Хорхордин Е.Н., Ввод 0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
389	ТП 6 кВ Писарев, Ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,1 5,4
390	ПС 35 кВ Елшанка, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. № 2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22 СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер СНГ Сервер СО	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,2	3,3 5,5

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

1. В таблице 2 использованы следующие обозначения: $I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток; $U_{2\text{ном}}$ – номинальное вторичное напряжение выхода по току; $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации по току; $U_{1\text{ном}}$ – номинальное первичное напряжение; $U_{2\text{ном}}$ – номинальное вторичное напряжение выхода по напряжению; $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации по напряжению.

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

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

4. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 2, 3, 10, 19, 20, 23, 24, 29, 37-39, 44-53, 56-58, 60, 72, 79-81, 89-92, 107, 109-114, 118-122, 129, 134-136, 138, 140, 141, 143, 145, 147, 148, 150, 152, 153, 157, 158, 167, 181, 185-187, 190, 195, 231, 235, 239, 248, 251, 267, 274, 277, 281, 286, 289, 290, 296, 310, 315, 318, 344, 346, 348, 355, 359, 368, 370, 374, 381, 386, 387, 390-392 для силы тока 2 % от $I_{\text{ном}}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{\text{ном}}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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	388
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№ 2, 3, 10, 19, 20, 23, 24, 29, 37-39, 44-53, 56-58, 60, 72, 79-81, 89-92, 107, 109-114, 118-122, 129, 134-136, 138, 140, 141, 143, 145, 147, 148, 150, 152, 153, 157, 158, 167, 181, 185-187, 190, 195, 231, 235, 239, 248, 251, 267, 274, 277, 281, 286, 289, 290, 296, 310, 315, 318, 344, 346, 348, 355, 359, 368, 370, 374, 381, 386, 387, 390-392 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№ 2, 3, 10, 19, 20, 23, 24, 29, 37-39, 44-53, 56-58, 60, 72, 79-81, 89-92, 107, 109-114, 118-122, 129, 134-136, 138, 140, 141, 143, 145, 147, 148, 150, 152, 153, 157, 158, 167, 181, 185-187, 190, 195, 231, 235, 239, 248, 251, 267, 274, 277, 281, 286, 289, 290, 296, 310, 315, 318, 344, 346, 348, 355, 359, 368, 370, 374, 381, 386, 387, 390-392 для остальных ИК	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120

Продолжение таблицы 3

1	2
коэффициент мощности cosφ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08), СЭБ-1ТМ.02Д, ПСЧ-3ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа ESM: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭБ-1ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17), ТЕ3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа СЭБ-1ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа СТВ-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 170000 1 165000 2 220000 2 219000 2 180000 2 100000 1 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М, СЭБ-1ТМ.02Д, ПСЧ-3ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ТЕ3000, ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭБ-1ТМ.02М, СЭБ-1ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчика типа ESM: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40 90 20

Продолжение таблицы 3

1	2
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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 серверов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и серверах;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
серверах (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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	5
Преобразователи тока и напряжения измерительные комбинированные высоковольтные	ТЕСВ-СЗ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	18
Трансформаторы тока	Т-0,66	130
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	96
Трансформаторы тока	ТФН-35М	16
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	11
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	1
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	7
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	11
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III-II УХЛ1	5
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Устройства измерения тока и напряжения	I-TOR-35	18
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	9
Трансформаторы тока	ТЛК-10	7
Трансформаторы тока	GIF 40,5	35
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 IIIМ	3
Устройства измерения тока и напряжения в высоковольтной сети	I-TOR-110	9
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	16
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV У1	6
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	14
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III-II-1 УХЛ1	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	5
Трансформаторы тока	АСН-36	3
Трансформаторы тока	АВК 10	7
Трансформаторы тока	ТТН40	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТРО 70.11	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	8
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	10
Трансформаторы тока	ТЛО-10	32
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТФН-35	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	9
Трансформаторы тока	ТЛК-35	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	9
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТТ-0,66-ТШН	6
Трансформаторы тока	ТЛО-35	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	30
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ	3
Трансформаторы тока	ТОП-М-0,66	27
Трансформаторы тока	ТВЛМ	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-60	3
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-0,66	9
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ-А	3
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	3
Трансформаторы тока	DM1TP	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	7
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	26
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	75
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-6	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	7
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш	7
Трансформаторы напряжения наружной установки	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	1
Трансформаторы напряжения наружной установки	НОЛ-НТЗ-35-IV	2
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛПМ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-10	1
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	5
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	3
Трансформаторы напряжения	UCSF-36	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	2
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-СТ-35	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	3
Трансформаторы напряжения	GEF 40,5	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛПМ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	3×ЗНОЛ-СЭЩ-6	1
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛ-35Ш	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6М	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	143

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройства измерительные многофункциональные	ESM	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	125
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д	35
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	24
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	57
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Сервер СНГ	—	1
Сервер СО	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.234.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Самаранефтегаз» 2025», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: (846) 333-02-32

Факс: (846) 333-45-08

E-mail: sng@samng.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго»

(ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, пгт. Путилково, территория Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 777-47-42

Web-сайт: www.rn-energo.ru

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

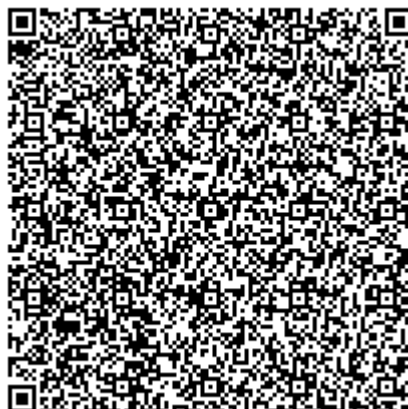
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047



Регистрационный № 97120-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
УПСВ Ново-Ключевская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Ново-Ключевская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Ново-Ключевская с заводским номером 6.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-60-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 6 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 3,5 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-100-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 16,2$ $\pm 48,58$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-60-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 60 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ.	±0,65 ±0,48 ±0,73 ±1,41 ±2,12 ±2,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	±183,23 ±615,00
¹⁾ W _{ов} – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 820 до 980
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	100
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1130 до 1190
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 200 до 6300
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 25
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,05 до 1,5
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380⁺³³₋₅₇ 220⁺²²₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Ново-Ключевская, зав. № 6	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Ново-Ключевская. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

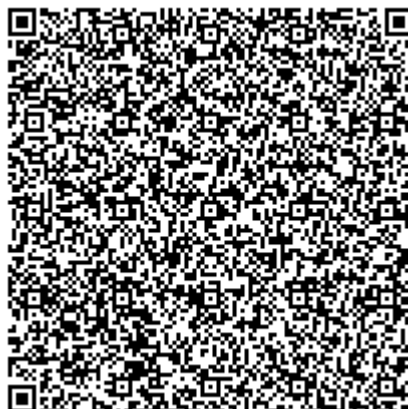
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97121-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Хилковская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Хилковская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Хилковская с заводским номером 2.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 2 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 3,5 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 80 % включ. - св. 80 % до 95 % включ.	±1,4 ±1,6 ±2,5 ±5,2 ±11,7 ±46,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 60 % включ.	±3,0 ±3,6 ±38,9 ±46,7

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +5 до +35
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,4 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 840 до 852
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	25

Продолжение таблицы 4

1	2
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	10
Плотность растворенного газа в нефтегазовой смеси при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	2,0
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси УПСВ Хилковская, зав. № 2	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси УПСВ Хилковская. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

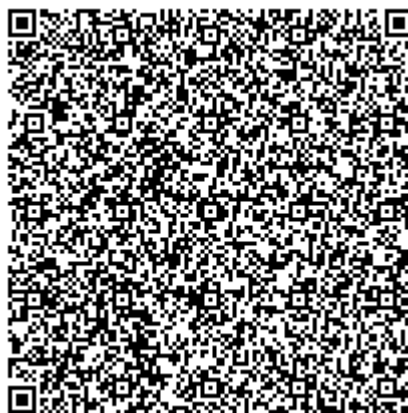
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 08 » декабря 2025 г. № 2671

Регистрационный № 97122-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) в составе комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L) и контроллера измерительно-вычислительного SUMMIT 8800 (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз» с заводским номером 477830.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Датчики давления серии АМ-2000, мод. АМ-2000-TG (регистрационный номер 35035-14);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106Ехi (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом УТП, мод. УТС 106 (регистрационный номер 47757-11);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-80-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 76279-19);
- Контроллер измерительно-вычислительный SUMMIT 8800 (регистрационный номер 65347-16).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 477830 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано в ИВК.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000
Цифровой идентификатор ПО	E4430874
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК SUMMIT 8800

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Summit8800_Main_V0_40_3_0e.s19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.40.3.0
Цифровой идентификатор ПО	0x168A3DAE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 20 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{об}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{об} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{об} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{об} - 9,5)$ $\pm 5,42$ $\pm 16,26$ $\pm 48,76$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР 1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - св. 10 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm 7,12$ $\pm 21,76$ $\pm 49,49$ $\pm 60,21$ $\pm 75,68$ $\pm 184,01$ $\pm 617,42$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %:	
- от 0,03 % до 5 % включ.	±0,64
- св. 5 % до 15 % включ.	±0,47
- св. 15 % до 35 % включ.	±0,65
- св. 35 % до 50 % включ.	±1,14
¹⁾ W _{ов} – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 6,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 820 до 950
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 0 до 100
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %	от 0,03 до 95
Массовая доля механических примесей в нефтегазоводяной смеси, %	от 0,01 до 0,5
Массовая концентрация хлористых солей в нефтегазоводяной смеси, мг/дм ³	от 100 до 10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 0 до 10
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,8 до 2,0
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 477830	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Южно-Орловская» АО «Самаранефтегаз». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

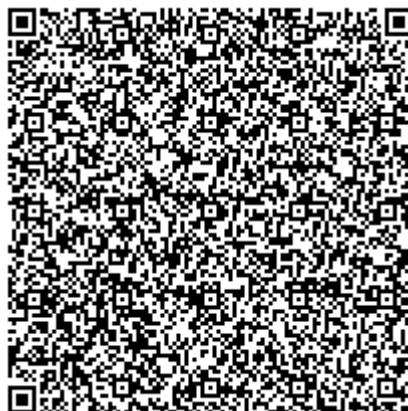
Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97123-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Горбатовская» ЦППН-6

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Горбатовская» ЦППН-6 (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Горбатовская» ЦППН-6 с заводским номером 9.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая, одна резервная и одна контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-30-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 29179-05).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 9 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.07
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 30 % включ.	±0,7 ±1,4 ±1,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 30 % включ.	±3,0 ±3,4 ±4,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0 до 6
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 830,5 до 840,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 4,6 до 13,6
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	30
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,006 до 0,011

Продолжение таблицы 4

1	2
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 167 до 567
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1,87 до 9,89
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,00 до 1,89
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Горбатовская» ЦППН-6, зав. № 9	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Горбатовская» ЦППН-6. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1)

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, пр-кт Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451

