

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор


В.М. Горохов

« 02 » 07 2025г.

ОТЧЕТ
О РЕЗУЛЬТАТАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
АО «Электросигнал»
ИНН 5405116919

г. Новосибирск

Настоящий Отчет о результатах технического обследования (далее - Отчет) составлен о нижеследующем.

Сроки проведения технического обследования: 23 – 25 июня 2025г.

Организация, осуществляющая регулируемые виды деятельности с использованием объектов, в отношении которых проведено техническое обследование: **АО «Электросигнал» отопительная котельная, тепловые сети.**

По результатам технического обследования:

1) Перечень объектов, в отношении которых было проведено техническое обследование:

№ п/п	Обследуемый объект теплоснабжения	Место нахождения
1	Котельная отопительная	г. Новосибирск, ул. Большевистская, 109
2	Тепловые сети, система №1	г. Новосибирск, ул. Большевистская
3	Тепловые сети, система №2	г. Новосибирск, ул. Добролюбова, 31

2) Перечень параметров, технических характеристик, фактических показателей деятельности организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, или иных показателей объектов теплоснабжения, выявленных в процессе проведения технического обследования:

А. Описание основных параметров и технических характеристик объектов теплоснабжения:

Источник теплоснабжения		Таблица №1
№ п/п	Наименование показателей	Показатели
1	Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной (Гкал/ч)	24,4
2	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч,	23,1085
	- отопление	12,03
	- вентиляция	10,158
	- ГВС среднечасовая максимальная	0,9205
	- ГВС летняя	0,0
	- технологические нужды (Гкал/ч)	0,0
3	Вид топлива (основное, аварийное, резервное)	газ (дизельное)
4	Схема теплоснабжения от котельной	закрытая
5	Температурный график регулирования отпуска тепла	95-70
6	Расчетное и фактическое давление в подающей тепломагистрали (зимний и летний режим)	9,5 – 4,0 кгс/см ²
	Расчетное и фактическое давление в обратной тепломагистрали (зимний и летний режим)	
7	КПД по результатам РНИ с указанием года их проведения (для каждого котла)	87,61 / 88,37% (2025г.)

Характеристика котельного оборудования

Таблица №2

Тип (марка) котла	ДКВр-20/13-ГМ ст.№1	ДКВр-20/13-Г ст. №2
Год ввода / реконструкция	1977 / 2018	1977 / 2010
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	12,2	12,2
Наработка на 01.01.2024, лет	6	14
Год последней реконструкции или модернизации	2018	2010
Топливо (основное/резервное/аварийное)	газ (дизельное)	газ (дизельное)
Потребление топлива в 2024 г., т.у.т. (по каждому из видов)	-	0,153 (0/0/0)
Потребление топлива в 2024г., тыс. м ³	-	3355,238
Техническое состояние котла	рабочее состояние	рабочее состояние
% износа	10%	10%

Характеристика насосного оборудования

Таблица №3

Наименование Назначение	Продолжительность работы в период регулируемого, час (период работы)	Марка насоса (место установки)	Тип электропривода	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха									
				характерная температура наружного воздуха, °С	число насосов, одновременно находящихся в работе	диаметр рабочего колеса / диаметр колеса после обрезки	нормативный расход теплоносителя через м/ч	подача	напор	КПД	нормируемая мощность	число часов работы	нормативные технологические затраты эл. энергии
Сетевой	5304 (отопительный, периодический)	КМ 90/55 (на обратном труб-де теплосети)	A180M2ЭКУ2	15	2	200	86,3	90	55	0,72	30	5304	159120
Сетевой	5304 (отопительный, постоянный)	Д 630/90 (на обратном труб-де теплосети)	5AM315B4Y3	15	1	525	630,2	630	90	0,75	250	5304	1326000
Циркуляционный (резервный)	72 (циркуляционный, при необходимости)	5 НД-60 (ЦТП-1)	АО2-92-2	15	1	525	250	250	40	0,75	90	-	-
Дренажный ЦТП-1	при необходимости	К – 8/18 (ЦТП-1)	4A80A2	15	2	125	8	8	18	0,57	1,5	-	-

1. Технические характеристики соответствуют паспортным данным каждого насоса.

2. Нормативные технологические затраты электроэнергии сетевых насосов, осуществляющих передачу тепловой энергии для сторонних потребителей, определены пропорционально количеству передаваемого теплоносителя.

Характеристика иного оборудования

Таблица №4

Тип ХВО	Тип автоматики регулирующего	Тип деаэратора	Учет (технический) отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Дымосос	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД (%) котлов
На- катионирование	на базе «LOGO»	Струйный вихревой СВД-04	ВКТ-5	Д 13,5	263 – 107	Есть, 87,61 / 88,37%

Характеристика тепловых сетей (участков трубопроводов)

Таблица №5

Характеристика тепловых сетей (участки трубопроводов)									
Наименование участка Границы участка		Внутренний диаметр трубы, м	Тип тепловой сети	Длина участка Подводящий тр-д Обратный тр-д (в одноструйном исчислении), м		Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина запеления до оси трубопровода на участке Н.м	Часовые тепловые потери, ккал/ч
Канальная прокладка трубопроводов									
Система №1	1. котельная - УТ-1	0,080	М	5,000	5,000	мин.вата	1989	1,60	446,28
	2. УТ-1 - УТ-2	0,080	М	47,000	47,000	мин.вата	1989	1,60	4195,07
	3. УТ-2 - УТ-3	0,080	М	35,000	35,000	мин.вата	1989	1,60	3123,99
	4. УТ-3 - УТ-4	0,080	М	12,500	12,500	мин.вата	1989	1,60	1115,71
	5. котельная - граница террит	0,080	М	1,000	1,000	мин.вата	2009	1,60	35,33
	6. котельная - граница террит.	0,080	М	15,000	15,000	мин.вата	2003	1,60	619,24
	13. УТ-15I - УТ-16I	0,200	М	65,000	65,000	мин.вата	2004	1,60	3619,70
	14. УТ-16I - УТ-18I	0,125	М	368,00	368,00	мин.вата	2004	1,60	16310,46
	25. УТ-5I - УТ-9I	0,080	М	15,000	15,000	мин.вата	1989	1,60	1338,85
	27. УТ-9I - УТ-10I	0,050	М	23,000	23,000	мин.вата	1989	1,60	1667,11
Система №2	37. УТ-2 - ТУ-1 (склад)	0,080	Р	7,500	7,500	мин.вата	1989	1,60	669,43
	53. котельная - УТ-1	0,300	М	7,000	7,000	мин.вата	1989	1,60	1274,27

Наименование участка Границы участка		Внутренний диаметр трубы, м	Тип тепловой сети	Длина участка Подводящий тр-д Обратный тр-д (в одностороннем исчислении) м		Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию (г/г)	Средняя глубина закопанных до оси трубопроводов на участке Н.м	Часовые тепловые потери, ккал/ч
	54. УТ-1 - УТ-2	0,300	М	60,000	60,000	мин.вата	1989	1,60	10922,28
	55. УТ-2 - УТ-3	0,300	М	50,000	50,000	мин.вата	1989	1,60	9101,90
	56. УТ-3 - УТ-4	0,300	М	44,000	44,000	мин.вата	1989	1,60	8009,67
	57. УТ-4 - УТ-5	0,300	М	25,000	25,000	мин.вата	2003	1,60	1922,51
	59. УТ-6 - УТ-7	0,300	М	32,000	32,000	мин.вата	2007	1,60	2314,41
	63. УТ-7 - УТ-7.1	0,300	М	32,000	32,000	мин.вата	1998	1,60	2460,81
	64. УТ-7.1 - узел-1	0,300	М	26,000	26,000	мин.вата	1998	1,60	1999,41
	70. корп. 8 - станция нейтрал.	0,080	Р	80,000	80,000	мин.вата	1998	1,60	3302,63
	71. ЦТП-1 - УТ-8.1	0,300	М	76,000	76,000	мин.вата	1989	1,60	13834,89
	72. УТ-8.1 - УТ-8	0,300	М	10,000	10,000	мин.вата	1989	1,60	1820,38
	73. УТ-8.1 - ТУ-6	0,100	Р	46,000	46,000	мин.вата	1989	1,60	4519,22
	75. УТ-8 - УТ-9	0,300	М	36,000	36,000	мин.вата	1989	1,60	6553,37
	76. УТ-9 - ТУ-8	0,100	Р	8,000	8,000	мин.вата	1989	1,60	785,95
	77. УТ-9 - УТ-10	0,350	М	38,000	38,000	мин.вата	1989	1,60	7572,94
	81. УТ-9 – здание бывш. фид.	0,025	Р	10,000	10,000	мин.вата	1989	1,60	581,09
	96. УТ-24 – ТУ-11 (11/)	0,015	Р	33,000	33,000	мин.вата	2006	1,60	616,13
	104. ЦТП-2 – ТУ-2 (СОС)	0,200	Р	6,000	6,000	мин.вата	1990	1,60	837,08
	105. СОС - ТУ-23	0,200	Р	25,000	25,000	мин.вата	1990	1,60	3487,82
Надземная прокладка трубопроводов									
Система №1	7. котельная - УТ-11	0,200	М	60,000	60,000	мин.вата	2003	-	4942,54
	8. УТ-11 - УТ-21	0,200	М	18,000	18,000	мин.вата	2003	-	1482,76
	9. УТ-21 - УТ-141	0,200	М	25,000	25,000	мин.вата	2003	-	2059,39
	10. УТ-141 - УТ-31	0,200	М	45,000	45,000	мин.вата	2003	-	3706,90
	11. УТ-31 - УТ-131	0,200	М	15,000	15,000	мин.вата	2003	-	1235,63
	12.1. УТ-131 - УТ-41	0,200	М	3,000	3,000	мин.вата	2003	-	247,13
	12. УТ-131 - УТ-151	0,150	М	32,000	32,000	мин.вата	2003	-	2159,66
	15. УТ-41 - УТ-4.1	0,150	М	17,500	17,500	мин.вата	1989	-	2003,59
	15.1. УТ-4.1 - УТ-51	0,150	М	17,500	17,500	мин.вата	1989	-	2003,59
	16. УТ-51 - УТ-61	0,150	М	30,000	30,000	мин.вата	1989	-	3434,72
	17. УТ-61 - УТ-81	0,150	Р	48,000	48,000	мин.вата	1989	-	5495,56
	18. УТ-81 - УТ-171	0,150	М	17,500	17,500	мин.вата	1989	-	2003,59
	19. УТ-171 - ТУ-9	0,150	Р	1,000	1,000	мин.вата	1989	-	114,49
	22. УТ-71 - корп.2 (2А)	0,050	Р	3,000	3,000	мин.вата	1989	-	214,80
	23. УТ-61 - УТ-71	0,080	М	33,000	33,000	мин.вата	1989	-	2994,99
	24. УТ-71 - ТУ-7	0,080	Р	35,000	35,000	мин.вата	1989	-	3176,50
	35. УТ-21 - ТУ-3	0,050	Р	30,000	30,000	мин.вата	2003	-	1217,36
	36. УТ-21/ - ТУ-2 (склад)	0,050	Р	35,000	35,000	мин.вата	1998	-	1420,25
	40. УТ-4.1 - ТУ-5 (4)	0,150	Р	2,000	2,000	мин.вата	1989	-	228,98
	58. УТ-5 - УТ-6	0,300	М	63,500	63,500	мин.вата	1989	-	11630,11
Система №2	65. узел 1 - УТ-28	0,150	М	18,000	18,000	мин.вата	1998	-	1214,81
	67. УТ-29.1 - УТ-29	0,150	М	80,000	80,000	мин.вата	1998	-	5399,14
	69. УТ-29 - ТУ-4 (5)	0,150	Р	120,000	120,000	мин.вата	1998	-	8098,72
	82. корп.10 - корп.4	0,015	Р	60,000	60,000	мин.вата	1998	-	1502,70
	91. УТ-10 - УТ-26	0,100	М	143,000	143,000	мин.вата	2009	-	7680,84
	80. бывш. фидерная - ТУ-26	0,025	Р	45,000	45,000	мин.вата	1989	-	2468,06
	93. УТ-26 - УТ-25	0,100	М	0,500	0,500	мин.вата	2009	-	26,86
	128. УТ-25 - корпус 4А	0,050	Р	1,000	1,000	мин.вата	1998	-	40,58
	129. УТ-27 - корпус 4А	0,050	Р	5,000	5,000	мин.вата	1998	-	202,89

Наименование участка Границы участка		Внутренний диаметр трубы, м	Тип тепловой сети	Длина участка Подводящий тр-д Обратный тр-д (в отопительном исчислении) м		Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заглубления до оси трубопровода на участке Н.м	Часовые тепловые потери, ккал/ч
	94. УТ-26 - ТУ-5/	0,050	Р	48,000	48,000	мин.вата	2006	-	1947,77
	95. УТ-7 - ТУ-10 (10/)	0,100	Р	20,000	20,000	мин.вата	1998	-	1097,80
	127. УТ-25 - УТ-27	0,100	М	10,000	10,000	мин.вата	1998	-	548,90
	97. УТ-23 - УТ-24	0,150	М	28,000	28,000	мин.вата	2006	-	1793,69
	98. УТ-24/- до корпуса 5	0,015	Р	30,000	30,000	мин.вата	2018	-	823,35
	99. УТ-21 - УТ-23	0,200	М	82,000	82,000	мин.вата	2006	-	6285,04
	100. УТ-21 - ТУ 20 (21)	0,200	Р	27,000	27,000	мин.вата	2006	-	2069,47
	101. УТ-20 - УТ-21	0,200	М	15,000	15,000	мин.вата	2006	-	1149,70
	102. УТ-20 - ТУ-19	0,050	Р	17,000	17,000	мин.вата	2006	-	689,84
	103. УТ-19 - УТ-20	0,200	М	55,000	55,000	мин.вата	2006	-	4215,58
	109. УТ-19 - ЦТП-2	0,300	М	20,000	20,000	мин.вата	2009	-	2105,82
	110. УТ-18 - УТ-19	0,300	М	28,000	28,000	мин.вата	2009	-	2948,14
	111. УТ-18 - ТУ-16	0,050	М	16,000	16,000	мин.вата	2009	-	649,26
	112. УТ-17 - УТ-18	0,300	М	55,000	55,000	мин.вата	2009	-	5790,99
	113. УТ-17 - корпус 7	0,100	Р	23,000	23,000	мин.вата	2009	-	1235,38
	114. УТ-16 - офис-дом	0,050	Р	63,000	63,000	мин.вата	2007	-	2556,45
	115. УТ-16 - УТ-17	0,300	М	5,000	5,000	мин.вата	2009	-	526,45
	116. УТ-15 - УТ-16	0,300	М	2,000	2,000	мин.вата	2009	-	210,58
	117. УТ-15 - ТУ-17 (гараж)	0,050	Р	3,000	3,000	мин.вата	2009	-	121,74
	118. УТ-14 - УТ-15	0,300	М	85,000	85,000	мин.вата	2009	-	8949,72
	120. УТ-13 - УТ-14	0,300	М	15,000	15,000	мин.вата	2009	-	1579,36
	126. УТ-12 - УТ-13	0,300	М	0,500	0,500	мин.вата	2009	-	52,65
	125. УТ-11 - УТ-12	0,300	М	0,500	0,500	мин.вата	2009	-	52,65
	121. УТ-12 - ТУ-14	0,050	Р	38,000	38,000	мин.вата	2009	-	1541,99
122. УТ-11 - корпус 6	0,080	Р	9,000	9,000	мин.вата	2009	-	451,21	
123. УТ-13 - ТУ-13	0,080	Р	28,000	28,000	мин.вата	2009	-	1403,76	
124. УТ-10 - УТ-11	0,300	М	98,000	98,000	мин.вата	2009	-	10318,50	

Примечание: условные обозначения при заполнении таблицы:

М - участок магистральной тепловой сети

Р - участок распределительной сетей отопления.

Б. Описание фактических показателей деятельности организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения:

Таблица №6

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
	<u>Сведения за 2024г</u>		
1	Выработка тепловой энергии источником	Гкал	24643,479
2	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал	182,4
3	Тепловые потери в сетях	Гкал	1402,0
4	Полезный отпуск из сетей	Гкал	23059,079
5	Расход газа на источнике тепловой энергии	тыс. м ³	3355,238
6	Тепловая нагрузка системы теплоснабжения	Гкал/час	22,7964

В. Выявленные дефекты и нарушения (с привязкой к конкретному объекту): дефекты отсутствуют

3) Заключение о техническом состоянии объектов системы теплоснабжения:

Техническое состояние объектов системы теплоснабжения - рабочее.

4) Оценка технического состояния объектов системы теплоснабжения в момент проведения обследования

Наружный осмотр объектов.

Котельная

Таблица №7

Источник теплоснабжения и тепловые сети от него	Состояние котлоагрегатов	Визуально наблюдаемые дефекты котлоагрегатов	Состояние иного оборудования	Состояние здания котельной
Отопительная котельная	Котел №1 – в рабочем состоянии Котел № 2 – в рабочем состоянии	Наличия коррозии на котельном оборудовании не выявлено	Оборудование в удовлетворительном техническом состоянии	В удовлетворительном техническом состоянии

Тепловые сети

Таблица №8

Источник теплоснабжения и тепловые сети от него	Визуально наблюдаемые дефекты трубопроводов	Состояние иного оборудования	Состояние трубопроводов	Состояние тепловых сетей
Отопительная котельная	Наличие коррозии не выявлено Незначительные вмятины на поверхностном изоляционном покрытии	Оборудование в удовлетворительном техническом состоянии	Удовлетворительное техническое состояние	Удовлетворительное техническое состояние

Таблица №9

N п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Оценка технического состояния	Процент износа
1	Котельная отопительная	1977	состояние рабочее	61

5) Заключение о возможности, условиях (режимах) и сроках дальнейшей эксплуатации объектов системы теплоснабжения

5.1 Уровень фактического износа объектов системы теплоснабжения:

- источник теплоснабжения (котельная) - 61%;
- тепловые сети от источника теплоснабжения - 80%;

5.2. Актуальное техническое состояние объектов на дату обследования;

По результатам технической инвентаризации выявлено следующее состояние технических объектов:

- котел №1 - в рабочем состоянии,
- котел №2 - в рабочем состоянии, плановый ремонт нагревательных элементов в 2025г.;
- тепловые сети соответствуют техническим требованиям.

5.3 Сроки проведения ремонта или реконструкции объектов.

Плановый ремонт нагревательных элементов котла №2 - 2025г., в соответствии с графиками планово-предупредительных ремонтов и требованиями нормативных документов.

5.4. Описание выявленных дефектов и нарушений с привязкой к конкретному объекту:

- наличие коррозии на котельном оборудовании: нет;
- наличие загрязнения нагревательных элементов котлов: ремонт котла №2;
- наличие неисправных предохранительных устройств: предохранительные устройства находятся в рабочем состоянии;
- наличие коррозии на участках сетей: не имеется;
- наличие ветхого изоляционного материала: имеется.

Заключение о техническом состоянии объектов системы теплоснабжения

В момент проведения технического обследования объекты системы теплоснабжения находятся в работоспособном состоянии

Котельное оборудование находится в рабочем состоянии. Плановый ремонт нагревательных элементов котла №2 в 2025г.

Тепловые сети соответствуют техническим и эксплуатационным требованиям

6) Ссылки на строительные нормы, правила, технические регламенты, иную техническую документацию

При составлении отчета технического обследования системы теплоснабжения АО «Электросигнал» использованы следующие нормативные правовые акты:

- Федеральный закон от 27.07.2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003г. № 115);
- Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115°С) с изменениями;
- Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.08.2015 г. № 606/пр «Об утверждении методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и порядка осуществления мониторинга таких показателей»;
- Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»;
- Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;
- Разрешение №ОЭН6/0177-348/10 от 18.06.2010г.
- Режимная карта работы котлоагрегата ДКВР-20-13Г ст.№1 зав. №546 от 15.04.2025г.
- Режимная карта работы котлоагрегата ДКВР-20-13Г ст.№2 зав. №536 от 15.04.2025г.
- Принципиальная тепловая схема котельной от 16.02.2024г.
- Схема теплоснабжения от котельной АО «Электросигнал», площадка №1.
- Санитарно-эпидемиологическое заключение №54.НС.01.000Т.001549.11.19 от 22.11.2019г

7) Рекомендации и предложения по плановым значениям показателей надежности и энергетической эффективности, по режимам эксплуатации обследованных объектов, по мероприятиям с указанием предельных сроков их проведения (включая проведение капитального ремонта и реализацию инвестиционных проектов), необходимых для достижения предложенных плановых значений показателей надежности, и энергетической эффективности, рекомендации по способам приведения объектов системы теплоснабжения в состояние, необходимое для дальнейшей эксплуатации, и возможные проектные решения:

Техническое обслуживание и ремонты котельной, тепловых сетей, оборудования производить ежегодно по утвержденному графику планово-предупредительных работ.

Технический осмотр оборудования котельной и тепловых сетей производить в соответствии с требованиями правил эксплуатации.

Плановый ремонт нагревательных элементов котла №2 в 2025г производить по результатам осмотров, обследований, в соответствии с проектными решениями.

ОТЧЕТ
О РЕЗУЛЬТАТАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

составлен

инженер технического бюро

 П.А. Копьев