


УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ООО «КонцессКом»  
А.Е.Зубович

«    »    2020г.

**ПРОГРАММА**  
**энергосбережения и повышения**  
**энергетической эффективности**  
**ООО «КонцессКом»**  
**на период 2021–2023г.г.**

Разработано:  
Главный теплоэнергетик -  
Начальник СЭН  
ООО «КонцессКом»


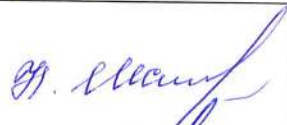
  
\_\_\_\_\_ А.В.Василишина  
«    »    2020г.

## ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

### Предмет согласования:

**Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «КонцессКом» на период 2021-2023г.г. Редакция 2020г. в соответствии с Приказом РСТ Югры от 27.03.2020г. №17**

Основание для разработки программы	<ul style="list-style-type: none"><li>- Федеральный закон от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон № 261-ФЗ);</li><li>- Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности";</li><li>- Приказ РСТ ХМАО-Югры от 27 марта 2020г. № 17</li></ul> <p>«Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021 – 2023 годы»</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации»</li></ul>
------------------------------------	---

Должность Ф.И.О.	Дата получения	Замечания	Подпись
Главный инженер – Первый заместитель генерального директора Папушин А.В.	21.10.2020г.	без замечаний	
Зам.ген.директора по экономике – начальник ПЭО Шарафутдинова Н.Г.	21.10.20г.	без замечаний	
Начальник ОРТ Моцбавер Т.А.	21.10.20	без замечаний	
Начальник ПТО Кичигин А.А.	21.10.20	без замечаний	

Куратор: главный теплоэнергетик - нач.СЭН Василишина А.В.



## Содержание

1. Паспорт Программы (краткое описание, цели и задачи с указанием основных направлений энергосбережения и повышения энергетической эффективности. их обоснование)	3-8
2. Общие сведения об организации	9
3. Целевые и прочие показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации Программы	10-11
4. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с разбивкой по годам с указанием ожидаемых результатов в натуральном и стоимостном выражении, в том числе технологического эффекта, принципов их определения и сроков окупаемости	12-19
5. Ожидаемые результаты в натуральном и стоимостном выражении, включая экономический эффект от проведения мероприятий	21-23
5. Анализ существующего и прогнозного состояний объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности	25-58
6. Анализ потребления энергетических ресурсов	59-61
7. Обоснование финансовых потребностей на реализацию мероприятий Программы, информация об источниках финансирования с разбивкой по годам	63
8. Тарифные последствия реализации Программы	64
8. Механизм реализации и порядок контроля за ходом реализации Программы	
9. Механизм реализации, система мониторинга, управления и контроля за ходом реализации Программы	65

**ПАСПОРТ  
ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ООО «КОНЦЕССКОМ»**

**на период 2021 – 2023г.г.**

**табл.1.**

Полное наименование организации	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Основание для разработки программы	<p>- Федеральный закон от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон № 261-ФЗ);</p> <p>- Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности";</p> <p>- Приказ РСТ ХМАО-Югры от 27 марта 2020г. № 17 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021 – 2023 годы»</p> <p>- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации»</p>
Полное наименование исполнителей и (или) соисполнителей программы	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Полное наименование разработчиков программы	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Цели программы	<p>- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности</p> <p>- снижение энергоемкости производства и транспортировки тепловой энергии за счет реализации мероприятий Программы в части повышения эффективности потребления энергоресурсов, рационального и экологически ответственного использования энергии</p>

Задачи программы	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сокращение трудозатрат в результате перевода котельной в автоматизированный режим,</li> <li>- снижение затрат на производство и транспортировку тепловой энергии и горячей воды,</li> <li>- осуществление точного учёта и контроля за производством и поставкой энергетических ресурсов потребителям,</li> <li>- снижение эксплуатационных затрат на содержание и ремонт тепловых сетей,</li> <li>- снижение потерь в тепловых сетях и сетях горячего водоснабжения.</li> <li>- улучшение технико-экономических показателей, в т.ч. КПД котельного оборудования, снижение расхода энергетических ресурсов на собственные нужды.</li> </ul> <p>-повышение качества предоставления услуг теплоснабжения для потребителей ООО «КонцессКом».</p>
Основные направление реализации Программы	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Реконструкция котельной №1 «Арочник» с увеличением мощности до 46 Гкал/час и переключением тепловой нагрузки с котельной №5 и котельной №2 «СУ-951»;</li> <li>- Реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК</li> </ul>
Целевые показатели программы	<p><u>2021.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.КПД энергетического оборудования, % - 92,22</li> <li>2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 158,60</li> <li>3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32</li> <li>4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00</li> <li>5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40</li> <li>6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70</li> </ol> <p><u>2022г.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.КПД энергетического оборудования, % - 92,22</li> <li>2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 158,6</li> <li>3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32</li> <li>4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00</li> <li>5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40</li> <li>6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70</li> </ol>

	<p>2023г.</p> <p>1. КПД энергетического оборудования, % - 92,22</p> <p>2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 158,6</p> <p>3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32</p> <p>4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00</p> <p>5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40</p> <p>6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70</p>
Сроки реализации программы	2021 –2023г.г.
Объем и источники финансового обеспечения реализации программы	<p>1. Общий объем финансирования Программы составляет <u>278 621,69 тыс.руб.</u>, в том числе по годам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2021 г. – 125 264,18 тыс. руб.;</li> <li>• 2022 г. – 128 489,57 тыс. руб.;</li> <li>• 2023 г. – 24 867,94 тыс. руб.</li> </ul> <p>2. Источники финансирования Программы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• федеральный бюджет – 134 738,55 тыс.руб., в т.ч.: 2021 г. - 66 857,27 тыс.руб. 2022 г. - 67 881,28 тыс.руб. 2023 г. -</li> <li>• местный бюджет – 58 682,51 тыс. руб. в т.ч.: 2021 г. - 29 290,27 тыс.руб. 2022 г. - 29 392,24 тыс.руб. 2023 г. -</li> <li>• внебюджетные источники (средства предприятия) - 85 200,63 тыс.руб., в т.ч.: 2021 г. - 29 116,64 тыс.руб. 2022 г. - 31 216,05 тыс.руб. 2023 г. - 24 867,94 тыс.руб.</li> </ul>
Планируемые результаты реализации программы	<p>1. Технологические результаты: Годовая экономия в натуральном выражении, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• попутного газа – 7 841,00 тыс. м<sup>3</sup>;</li> <li>• электрической энергии – 1 495,00 тыс. кВт ч;</li> <li>• воды – 100,34 тыс. м<sup>3</sup></li> </ul> <p>2. Экономические результаты:</p>

	<p>Годовая экономия в стоимостном выражении - 36 749,85 тыс.руб., в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• попутного газа – 26 123,00 тыс. руб.;</li> <li>• электрической энергии – 7 276,5 тыс. руб.;</li> <li>• воды – 3 350,35 тыс. руб.</li> </ul> <p>Срок окупаемости – 6,2г.  3.Социально- значимые результаты:  Повышение надежности, стабильности и бесперебойности системы теплоснабжения</p>
<p>Система мониторинга, управления и контроля за выполнением Программы</p>	<p>Разработку, анализ и мониторинг реализации Программы обеспечивает главный теплоэнергетик -начальник СЭН Васишина А.В.  Реализацию Программы обеспечивает зам.ген.директора по производству Папушин А.В.  Контроль за реализацией программы осуществляет генеральный директор ООО «КонцессКом» Зубович А.Е.</p>

<b>Почтовый адрес</b>		Россия, 628484, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская обл., г.Когалым, ул.Прибалтийская, 53	
<b>Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)</b>		Главный теплоэнергетик - начальник СЭН Василишина А.В. тел. 8(34667) 20063 (доб.150)	
<b>Даты начала и окончания действия программы</b>		2021 –2023г.г.	
<b>Год</b>	<b>Заплаты на реализацию программы, млн. руб. без НДС</b>	<b>Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности (%)</b>	<b>Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)</b>
		<b>При осуществлении регулируемого вида деятельности</b>	<b>При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды</b>



				Суммарные затраты ТЭР		Годовая экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Годовая экономия ТЭР в результате реализации программы	
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2020 (базовый год) <*>	0,8094	0	84 021,17	312,11	12 153,55	36,75					
2021	125,26	100	81 500,53	290,84							
2022	128,49	100	81 500,53	302,55							
2023	24,87	100	81 500,53	312,47	32 550,00	110,25					
<b>ВСЕГО за период 2021-2023</b>	<b>278,62</b>		<b>244 501,59</b>	<b>906,86</b>							

<\*> Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

## 1. Общие сведения об организации

Заказчиком и разработчиком Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности является ООО «КонцессКом»

Юридический адрес: 628484, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 53.

Тел./факс: (34667) 2-32-86, (34667) 2-05-37; E-mail: teplo929@yandex.ru.

Руководитель: генеральный директор Зубович Александр Евгеньевич.

Общество с ограниченной ответственностью «КонцессКом» создано в 2009 году в соответствии с требованиями Гражданского Кодекса РФ и Федерального закона РФ от 08.02.1998 № 14-ФЗ «Об обществах с ограниченной ответственностью», является юридическим лицом с момента государственной регистрации, имеет обособленное имущество, самостоятельный баланс, расчетный и иные счета в учреждениях банков.

Реквизиты:

- ИНН/КПП 8608053716/860801001
- БИК 047162812
- р/с 40702810300050000328 в Ф-Л ЗС ПАО Банка «ФК Открытие»
- кор./с 30101810465777100812;
- ОГРН 1098608000094
- ОКПО 60880817
- ОКАТО 71116660000
- ОКФС 16
- ОКОПФ 30002
- ОКТМО 71816160
- ОКОГУ 4210014
- Ф.И.О., должность, телефон, факс должностного лица, ответственного за техническое состояние оборудования: главный инженер – первый заместитель генерального директора Папушин А.В., 8(34667) 2-67-90
- Ф.И.О., должность, телефон, факс должностного лица, ответственного за энергосбережение: главный теплоэнергетик - начальник службы энергонадзора А.В. Василишина, тел. 8(34667)2-00-63 доб.150
- Основной вид деятельности ООО «КонцессКом» – производство, передача и распределение тепловой энергии, эксплуатация объектов котлонадзора, тепловых сетей, деятельность по ремонту и поверке средств измерений, эксплуатация и обслуживание объектов Гостехнадзора.

Главные задачи предприятия:

- бесперебойное теплоснабжение потребителей;
- эксплуатация и содержание в технически исправном состоянии котельных и котельного оборудования, тепловых и инженерных сетей;
- содержание и эксплуатация центральных тепловых пунктов, левобережной части города;
- своевременное проведение текущих и капитальных ремонтов магистральных, внутриквартальных тепловых и инженерных сетей, а также теплоэнергетического оборудования котельных.

**2. Целевые и прочие показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации Программы**

Целевые показатели Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, на 2021-2023 годы для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения и их значение установлены Приказом Региональной службы по тарифам ХМАО-Югры от 27.03.2020 № 17 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021–2023 годы». Планируемые и фактически достигнутые в ходе реализации Программы значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности рассчитываются для каждого года на протяжении всего срока реализации Программы. Целевые показатели настоящей программы представлены в табл. 3.

N п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Вид топлива	(базовый год) 2020г.*_	Плановые значения целевых показателей по годам			
					2021г.	2022г.	2023 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Целевые показатели							
1.1	КПД энергетического оборудования	%		92,22	92,22	92,22	92,22	
1.2	Удельный расход условного топлива	кг у.т. на 1 Гкал.		158,6	158,6	158,60	158,60	
1.3	Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника,	%		2,32	2,32	2,32	2,32	
1.4	Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии	1 Гкал, кВтч/Гкал	попутный нефтяной газ	31,00	31,00	31,00	31,00	
1.5	Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии	1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал		0,40	0,40	0,40	0,40	
1.6	Технологические потери тепловой энергии в сети	%		11,70	11,70	11,70	11,70	

2	Прочие показатели												
2.1	Количество точек учета поставляемых и получаемых энергоресурсов, в т.ч.:												
2.1.1	электрической энергии	шт.				50	50	50	50	50			50
2.1.2	тепловой энергии	шт.				6	6	6	6	6			6
2.1.3	холодной и горячей воды	шт.				9	9	9	9	9			9
2.2	Оснащенность приборами учета поставляемых и принимаемых энергоресурсов, в т.ч.:												
2.2.1	электрической энергии	%				100	100	100	100	100			100
2.2.2	тепловой энергии	%				100	100	100	100	100			100
2.2.3	холодной и горячей воды	%				100	100	100	100	100			100
2.3	Средняя за год цена энергетического ресурса												
2.3.1	электрической энергии	руб./кВт·ч*				4,90	5,14	5,40	5,40	5,68			5,68
2.3.2	тепловой энергии	руб./Гкал*				1 531,42	1 592,68	1 656,38	1 656,38	1 722,64			1 722,64
2.3.4	вода	руб./м <sup>3</sup> *				31,17	32,42	33,71	33,71	35,06			35,06
	попутный нефтяной газ	руб./тыс. м <sup>3</sup> *				3 331,67	3 469,94	3 603,53	3 603,53	3 747,67			3 747,67
3	Годовая экономия расходов ТЭР достигнутая в результате сокращения их потребления (экономический эффект)												
3.1	электрической энергии	тыс. руб.*				7 276,5			21 829,50				
3.2	попутный нефтяной газ	тыс. руб.*				26 123,00			78 369,00				
3.3	вода	тыс. руб.*				3 350,35			10 051,05				

Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

### 3. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Приказом Региональной службы по тарифам ХМАО-Югры от 27.03.2020 № 17 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021-2023 годы» утвержден следующий перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности:

табл.4

№ п/п	Наименование мероприятия	Сроки проведения, годы
1	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных	2021 - 2023
2	Внедрение частотно-регулируемых электроприводов	2021 - 2023
3	Модернизация, замена технологического оборудования на более энергоэффективное	2021 - 2023
4	Автоматизация технологического процесса, освещения	2021 - 2023
5	Оптимизация режимов работы энергоисточников, тепловых сетей, количества котельных и их установленной мощности с учетом корректировок схем теплоснабжения, местных условий и видов топлива	2021 - 2023
6	Замена тепловых сетей на сети с ППУ изоляцией	2021 - 2023
7	Строительство тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий	2021 - 2023
8	Повышение тепловой защиты зданий, строений, сооружений	2021 - 2023
9	Модернизация котельных с использованием энергоэффективного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия	2021 - 2023
10	Строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия	2021 - 2023
11	Сохранение уровня использования осветительных устройств со светодиодами не менее 75%	2021 - 2023

В рамках исполнения вышеуказанного Перечня на 2021 – 2023 г.г. ООО «КонцессКом» планируется выполнение следующих мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности :

#### ➤ п.1 Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных

В рамках данного мероприятия предусмотрены такие организационные мероприятия в области электропотребления как:

- повышение контроля за использованием освещения;
- соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования;
- постоянное проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расходования.

Данные мероприятия не требуют дополнительных инвестиций, но позволят сэкономить на расходах электрической энергии.

➤ **п.2 Внедрение частотно-регулируемых электроприводов**

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

➤ **п.3 Модернизация, замена технологического оборудования на более энергоэффективное**

➤ **п.4 Автоматизация технологического процесса**

➤ **п.5 Оптимизация режимов работы энергоисточников, тепловых сетей, количества котельных и их установленной мощности с учетом корректировок схем теплоснабжения**

➤ **п.9 Модернизация котельных с использованием энергоэффективного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия**

В рамках выполнения вышеуказанных направлений запланированы мероприятия по реконструкции котельной №1 «Арочник» с увеличением мощности до 46 Гкал/час и переключением тепловой нагрузки с котельной №5 и котельной №2 «СУ-951». В результате реализации данных мероприятий перспективные показатели по котельной №1 примут следующие значения:

**табл.5**

Наименование показателя	Единица измерения	Существующие значения по трем источникам (кот№1 «Арочник№, кот№5, кот №2 «СУ-951»	Перспективные значения по кот№1 «Арочник» (после реконструкции)
КПД котельного оборудования	%	92,53	92,7
Установленная мощность	Гкал	69	46
Собственные нужды	%	2,4	2,2
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	154,4	154,1
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	158,2	157,6
Удельный расход эл.энергии на выработку тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	48,8	34
Удельная норма расхода воды	м3/Гкал	0,34	0,25
Строительный объем главного корпуса	м3	19951	Опр.проектом
Численность персонала котельных	ед.	27	15

Мероприятия по реконструкции котельной позволят улучшить технико-экономические показатели, в т.ч. увеличить КПД котельного оборудования, сократить потребление тепловой энергии источником на собственные нужды, сократить норматив потребления топлива, сократить потребление эл.энергии, перевести котельную в автоматизированный режим, в следствие чего сократить трудозатраты по объекту.

**Кроме того, в рамках п. 5 «Оптимизация режимов работы энергоисточников .....»** предусмотрено проведение режимно-наладочных испытаний (РНИ) на 42 котлах.

Режимно-наладочные работы позволяют выявить недостатки в состоянии и эксплуатации котлов, наметить и осуществить комплекс мероприятий, повышающих экономичность: оптимизировать уровни избытков воздуха в разных частях газового тракта, температуры уходящих газов, установить режим водоподготовки, обеспечивающий минимальное

образование накипи на внутренних поверхностях нагрева, и др.

Своевременное проведение режимно-наладочных работ позволяет установить величину основных потерь теплоты, выявить резервы экономии и устранить недостатки еще до того, как причины неудовлетворительной работы оборудования станут очевидными. Особенно актуальным для котельных на твердом или жидком топливе является уменьшение объема вредных выбросов, т.к. это приводит к улучшению экологической ситуации в прилегающих районах.

Как показывает практика, затраты на проведение РНИ окупаются в течение 3-6 месяцев. Проведение режимно-наладочных работ квалифицированными специалистами позволяет оптимизировать работу котла за счет снижения температуры и объема уходящих газов с помощью целенаправленной организации (оптимизации) топочного процесса и за счет исключения недожогов топлива.

В целом, проведение режимно-наладочных работ на котлоагрегатах позволяет:

- - получить экономию топлива до 5%;
  - - снизить объем токсичных выбросов до минимума для данного типа оборудования;
  - - оптимизировать работу котла (обеспечить максимальный КПД);
  - - получить необходимые экспериментальные данные для составления режимных карт и графиков рекомендуемых соотношений «топливо-воздух», позволяющие операторам котельных выбирать наиболее эффективные режимы работы оборудования с соответствующей настройкой автоматики регулирования или ручного управления;
  - - продлить срок службы оборудования, увеличить его надежность и безопасность.
- п.6 Замена тепловых сетей на сети с ППУ изоляцией

По данному направлению в 2021 – 2023 гг. предусмотрена реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК протяженностью 1289 м (в двухтрубном измерении).

Преимуществом труб в ППУ изоляции являются высокотехнологичные характеристики пенополиуретана. Пенополиуретан отличается прочностью, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных растворителях и маслах, обеспечивает высокую сохранность тепла в сравнении с изоляционным материалом из минеральной ваты.

Применение труб в ППУ изоляции позволяет увеличить срок использования трубопроводов до 25 лет, что превышает срок службы обычных труб. Наличие системы оперативно-дистанционного контроля (ОДК) позволяет контролировать целостность трубы без проведения земляных работ.

Экономическим преимуществом применения труб в ППУ изоляции является сокращение сроков укладки тепловых сетей в 3 раза, снижение затрат на обслуживание в 9 раз, а на ремонтные работы - в 3 раза.

Трубы в ППУ изоляции надежны, устойчивы к коррозии и обеспечивают низкие тепловые потери в процессе работы трубопроводного транспорта (коэффициент теплопроводности 0,027 Вт/мк).

Трубы в ППУ изоляции значительно сокращают расходы на проведения строительно-монтажных работ, снижаются капитальные затраты на эксплуатацию, а также минимизируют теплотери, которые составляют 2%. Рабочая температура труб в ППУ изоляции -80°С - +130°С, плотность варьируется от 30 до 200 кг/куб.м., а водопоглощение – 0,04% в сутки. Дополнительным экономическим преимуществом является долговечность труб ППУ изоляции. Десятикратное снижение интенсивности коррозии металла, значительно сокращает потребность в замене труб и снижает расходы на эксплуатацию.

➤ **п.7 Строительство тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий**

В рамках данного направления не запланированы мероприятия

➤ **п.8 Повышение тепловой защиты зданий, строений, сооружений**

В рамках данного направления не запланированы мероприятия

➤ **п.10 Строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия**

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

➤ **п.11 Сохранение уровня использования осветительных устройств со светодиодами не менее 75% от общего объема осветительных устройств**

Светодиодные лампы обладают низким потреблением энергии, что выгодно выделяет их среди всех остальных источников освещения.

Обычные лампы накаливания служат около 750 часов, в то время как светодиодные лампы могут прослужить около 30000 часов или даже больше.

Такие лампы, благодаря инновационным технологиям, производят больше световой энергии, по сравнению с любым другим источником света.

**Проведение энергетического обследования и энергетической паспортизации объектов**

В соответствии со ст. 16 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, обязаны проводить энергетическое обследование не реже чем один раз каждые пять лет.

В 2017 году проведено обязательное энергетическое обследование ООО «КонцессКом», по результатам которого сформирован энергетический паспорт, который получил положительную оценку независимой экспертизы на соответствие требованиям, установленным законодательством РФ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Форма энергопаспорта в полном объеме соответствует требованиям Приказа Минэнерго РФ от 30.06.2014г. №400 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования и его результатам и правил направлений копий энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования». Срок энергопаспорта составляет пять лет, не считая года разработки. Энергопаспорт прошел соответствующую регистрацию в СРО Союз «Гильдия ЭнергоСбережения», где ему в реестре СРО присвоен регистрационный номер СРО-Э-043-0051-482. Энергопаспорт согласован в Минэнерго РФ, где получен регистрационный номер 20438/Э-043/2017.

Мероприятия по очередному энергетическому обследованию с разработкой энергопаспорта предприятия запланировано на 2022 год.

Полный перечень мероприятий с годовой информацией о величине и источниках их финансирования представлен в таблице 6.



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63  
64  
65  
66  
67  
68  
69  
70  
71  
72  
73  
74  
75  
76  
77  
78  
79  
80  
81  
82  
83  
84  
85  
86  
87  
88  
89  
90  
91  
92  
93  
94  
95  
96  
97  
98  
99  
100

**Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности**

табл.6

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты, тыс. руб. (без НДС)	Срок реализации Программы	
						2021г.	2022г. 2023г.
<b>Организационные мероприятия</b>							
1	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных						
1.1	повышение контроля за использованием освещения;					постоянно	
1.2	соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования					постоянно	
1.3	проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расхода электроэнергии					постоянно	
2	Мониторинг потребления тепловой энергии и расхода теплоносителя потребителями на основании договоров теплоснабжения и отчетов теплопотребления УУТЭ					постоянно	
3	Энергообследование предприятия с разработкой энергопаспорта	мероприятие	1		1 200,00	0	1 200,00 0
				федеральный бюджет			
				бюджет автономного округа			
				местный бюджет			
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)			

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты, тыс. руб. (без НДС)	Срок реализации Программы	
						2021г.	2022г. 2023г.
4	Анализ предоставления качества услуг теплоснабжения, проведение инспекционного контроля ИСМК и Системы энергетического менеджмента	мероприятие	1	федеральный бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	285,00 <b>1 485,00</b>	95,00 <b>1 295,00</b>	95,00 <b>95,00</b>
	<b>ИТОГО по организационным мероприятиям , в т.ч.</b>			федеральный бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	<b>1 485,00</b>	<b>1 295,00</b>	<b>95,00</b>
<b>Технические мероприятия</b>							
5	Проведение РНИ 30 котлов	шт	42	федеральный бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	2 520,00	1 680,00	240,00
6	Реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК	км	1,289	федеральный бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	16 015,30 33 947,14	8 118,80 3 911,60	0 24 502,94

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты, тыс. руб. (без НДС)	Срок реализации Программы		
						2021г.	2022г.	2023г.
7	Реконструкция котельной №1 «Арочник» с увеличением мощности до 46 Гкал/час и переклочением тепловой нагрузки с котельной №5 и котельной №2 «СУ-951».	мероприятие	1	федеральный бюджет бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	134 738,55 42 667,21 47 158,49	66 857,27 21 171,47 23 400,04	67 881,28 21 495,74 23 758,45	0 0 0
8	Сохранение уровня использования осветительных устройств со светодиодами менее 75% от общего объема осветительных устройств	%		федеральный бюджет бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	90,00	30,00	30,00	30,00
	<b>ИТОГО по техническим мероприятиям , в т.ч.</b>			федеральный бюджет бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	277 136,69 134 738,55 58 682,51 83 715,63	125 169,18 66 857,27 29 290,27 29 021,64	127 194,57 67 881,28 29 392,24 29 921,05	24 772,94 0 0 24 772,94
	<b>ВСЕГО по мероприятиям, в т.ч.</b>			федеральный бюджет бюджет автономного округа местный бюджет внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	278 621,69 134 738,55 58 682,51 85 200,63	125 264,18 66 857,27 29 290,27 29 116,64	128 489,57 67 881,28 29 392,24 31 216,05	24 867,94 0 0 24 867,94



#### **4. Ожидаемые результаты (в натуральном и стоимостном выражении), включая экономический эффект от проведения мероприятий**

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятий в натуральном выражении определен как планируемое сокращение расхода энергоресурсов в результате выполнения данных мероприятий и рассчитывается на каждый год реализации программы на протяжении всего срока ее реализации как разница ожидаемого значения показателя в году, предшествующем году начала осуществления данного мероприятия, и прогнозного значения показателя расхода энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия, в разрезе каждого вида энергетического ресурса.

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятия в стоимостном выражении определен как экономия расходов на приобретение энергетических ресурсов, достигнутая в результате его осуществления, рассчитанная на каждый год реализации программы на протяжении всего срока их реализации исходя из ожидаемого объема снижения потребления соответствующего энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия и прогнозных цен на энергетические ресурсы на соответствующий период в разрезе каждого вида ресурса.

Реализация мероприятий Программы позволит получить следующий годовой экономический эффект:

- в натуральном выражении от реализации Программы, в том числе:
  - - экономия попутного газа – 7 841,00 тыс. м<sup>3</sup>;
  - - экономия электрической энергии – 1 495,00 тыс. кВт ч;
  - - экономия воды – 100,34 тыс. м<sup>3</sup>.
- в стоимостном выражении от реализации Программы – 36 749,85 тыс.руб., в том числе:
  - экономия попутного газа – 26 123,00 тыс. руб.;
  - экономия электрической энергии – 7 276,50 тыс. руб.;
  - экономия воды – 3 350,35 тыс. руб.

Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием ожидаемых результатов по каждому мероприятию в натуральном и стоимостном выражении представлен в таблице 6

Мероприятия Программы и ожидаемый экономический эффект от их применения в натуральном и стоимостном выражении

табл. 7

№ п/п	Наименование мероприятий программы	Финансовые затраты на реализацию программы (тыс. руб.)	Годовая экономия ТЭР			Средний срок окупаемости, лет
			в натуральном выражении	единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
<b>Организационные мероприятия</b>						
1	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных за счет повышения контроля за использованием освещения; соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования; постоянное проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расходования электроэнергии	без привлечения финансовых затрат	149,5	тыс. кВт ч (эл.энергия)	732,55	
2	Постоянный мониторинг потребления тепловой энергии и расхода теплоносителя потребителями на основании договоров теплоснабжения и отчетов теплоснабжения УУТЭ	без привлечения финансовых затрат				
3	Энергообследование предприятия с разработкой энергопаспорта	1 200,00				
4	Анализ предоставления качества услуг теплоснабжения, проведение инспекционного контроля ИСМК и Системы энергетического менеджмента	285,00				

№ п/п	Наименование мероприятий программы	Финансовые затраты на реализацию программы (тыс. руб.)	Годовая экономия ТЭР			Средний срок окупаемости, лет
			в натуральном выражении	единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
<b>Технические мероприятия</b>						
5	Проведение РНИ 42 котлов	2 520,00	1 176,2	тыс.м3 (газ)	3 918,71	0,6
6	Реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК	49 962,44	1 960,3 373,8 100,34	тыс.м3 (газ) тыс. кВт ч тыс.м3(вода)	6 531,07 1 831,62 3 350,35	4,3
7	Реконструкция котельной №1 «Арочник» с увеличением мощности до 46 Гкал/час и переключением тепловой нагрузки с котельной №5 и котельной №2 «СУ-951».	224 564,25	4 704,6 822,2	тыс.м3 (газ) тыс. кВт ч	15 674,17 4 028,78	19,7
8	Сохранение уровня использования осветительных устройств со светодиодами менее 75% от общего объема осветительных устройств	90,00	149,5	тыс. кВт ч	732,55	0,12
	<b>ИТОГО</b>	<b>278 621,69</b>			<b>36 749,85</b>	
	том числе:		7841,00	тыс.м3 (газ)	26 123,00	<b>6,2</b>
			1495,00	тыс. кВт ч	7 276,50	
			100,34	тыс.м3(вода)	3 350,35	





## 5. Анализ существующего и прогнозного состояния объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности

Основные технические данные:

- Источники теплоснабжения – 9 котельных (табл. 8).
- Установленная мощность – 445,5 Гкал/ч.
- Присоединенная нагрузка – 258,514 Гкал/ч.
- Оборудование – 42 котла.
- Основной вид топлива – попутный нефтяной газ
- Схема теплоснабжения – закрытая.
- Протяженность тепловых сетей составляет в двухтрубном исчислении 66,65 км, протяженность сетей горячего водоснабжения составляет в двухтрубном исчислении 15,87 км,
- ЦТП – 3 ед.

Система теплоснабжения города Когалыма централизованная. ООО «КонцессКом» обслуживает 2 изолированных тепловых района: Правобережный и Левобережный. Правобережный тепловой район включает Центральный, Северный и Южный жилые районы, коммунальную зону.

В правобережной части города теплоснабжение осуществляется от объединенной котельной коммунальной зоны (ККЗ), включающей три котельные (КВГМ-50, ДЕ-25/14 № 1 и ДЕ-25/14 № 2), работающих на общую зону теплоснабжения; в левобережной части – от 6 котельных. В левобережной части три котельные – № 5, Арочник и СУ-951 – также работают на общую зону теплоснабжения. Остальные котельные работают на свои локальные зоны.

Левобережный тепловой район включает поселки Пионерный, Фестивальный. В качестве теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения в городе используется только горячая вода. На предприятии внедрен приборный учет. Основное топливо котельных – попутный нефтяной газ Южно-Ягунского месторождения. Поставщиком топлива является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Транспортировку топлива и обслуживание газового оборудования осуществляет ОАО «Когалымгоргаз». Котельные оборудованы узлами учета газа.

Поставщиком воды является ООО «Горводоканал». На котельных имеются емкости аварийного запаса воды. Котельные оборудованы узлами учета воды.

Электроснабжение котельных Правобережного теплового района осуществляется от п/ст «Южная», Левобережного теплового района – от п/ст № 30 и № 35. Котельные относятся к потребителям 1-ой категории и обеспечиваются электроэнергией от 2 фидеров. Котельные оборудованы узлами учета электроэнергии и имеют аварийные источники электроснабжения (энергопоезда). Поставщиком электроэнергии являются Когалымские электрические сети ОАО «Тюменьэнерго», сети – ОАО «ЮТЭК-Когалым».

Технические показатели котельных ООО «КонцессКом»

табл.8

№ п/п	Наименование котельной	Место нахождения котельной	Принадлежность котельной по виду собственности (муниципальная, частная, аренда и т.д.)	Информация об эксплуатирующей организации котельной			Составление котельной (в работе или законсервирована либо выведена из эксплуатации) с указанием года	Год ввода котельной в эксплуатацию	Год проведения последнего капитального ремонта котельной	Тип котлов	Количество котлов, ед	Основной вид топлива котельной	Вид резервного топлива	Эксплуатационная емкость резервного топливного хозяйства	Техническая возможность работы на резервном виде топлива	Наличие резервного источника электроснабжения				Наличие резервного ввода ХВС	Наличие ХВО	Средний КПД котлов, %	Износ котельного оборудования, % (обязательное заполнение)	Мощность		Расход условного топлива на производство 1 ккал, кг.т.	Удельное энергопотребление котельной на выработку 1 ккал, кВт-час/1ккал	Установленный тариф на 2020 г. за 1 ккал, в руб.	29	30
				Наименование эксплуатирующей организации	Ф.И.О. руководителя эксплуатирующей организации, №	эксплуатирующей организации, тел.										Телефон диспетчерской службы	марка	мощность	стационарный / передвижной					Наличие второго независимого фидера	Общая мощность, Гкал/час					
1	КВТМ - 50	Ул. Прибалтийская, 53/2	муниципальная	ООО "КонцессКом"	А.Е. Зубович	2007	19.07.2019	2007	КВГ М-50	4	Основной вид топлива котельной	Вид резервного топлива	Эксплуатационная емкость резервного топливного хозяйства	Техническая возможность работы на резервном виде топлива	марка	мощность	стационарный / передвижной	Наличие второго независимого фидера	Наличие резервного ввода ХВС	Наличие ХВО	Средний КПД котлов, %	Износ котельного оборудования, % (обязательное заполнение)	Общая мощность, Гкал/час	Каждого котла, Гкал/час	Расход условного топлива на производство 1 ккал, кг.т.	Удельное энергопотребление котельной на выработку 1 ккал, кВт-час/1ккал	Установленный тариф на 2020 г. за 1 ккал, в руб.	29	30	
2	ДЕ - 25 (1)	Ул. Прибалтийская, 53/3	муниципальная	ООО "КонцессКом"	А.Е. Зубович	2006	19.08.2019	2006	ДЕ - 25	4	сырая нефть	сырая нефть	ес	ес	ПАСС-2500-2 шт	по 2500 кВт	передвижной	есть	есть	есть	91,1	57,4	60	15	15	4,4	23,88	214,768	9 - школ	
3	ДЕ - 25 (2)	Ул. Прибалтийская, 53/4	муниципальная	ООО "КонцессКом"	А.Е. Зубович	2007	19.08.2019	2007	ДЕ - 25	4	путный нефтяной газ	сырая нефть	ес	ес	ПАСС-2500-2 шт	по 2500 кВт	передвижной	есть	есть	есть	92,0	44,5	60	15	15	4,4	23,88	214,768	8 - мед. Уч. 13 - соц.	

г. Котальмы

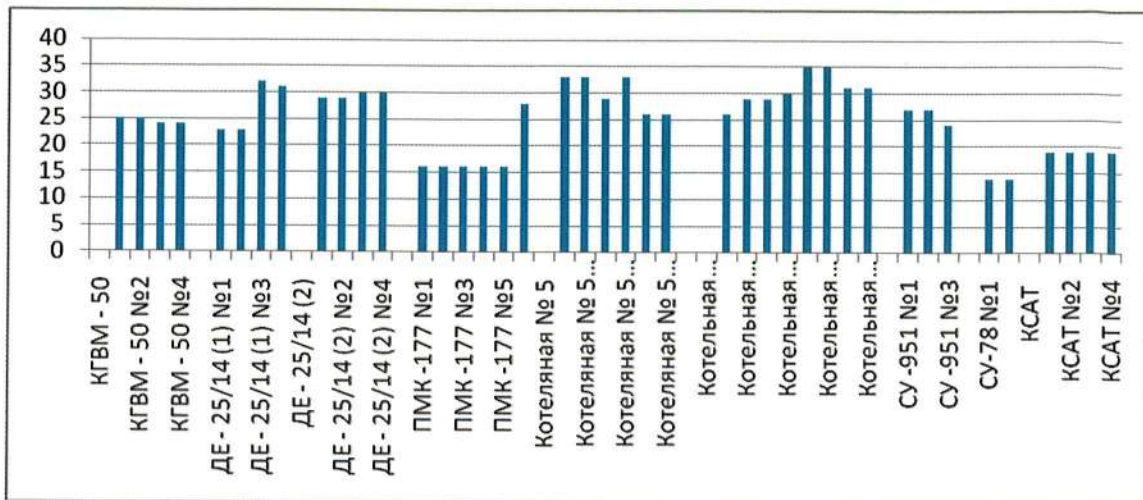


**Мероприятия по техническому освидетельствованию котлов с целью продления  
срока эксплуатации**

табл.9

Порядковый номер КА	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Продление ресурса
<b>КВГМ-50</b>			
№1	1992	17.04.2018	17.04.2021
№2	1992	10.04.2018	10.04.2021
№3	1993	12.04.2018	12.04.2021
№4	1993	19.04.2018	19.04.2018
<b>ДЕ-25/14 (1)</b>			
№1	1994	07.06.2018	07.06.2021
№2	1994	04.06.2018	04.06.2021
№3	1985	05.06.2018	05.06.2021
№4	1986	06.06.2018	06.06.2021
<b>ДЕ-25/14 (2)</b>			
№1	1988	15.10.2020	15.10.2023
№2	1988	15.10.2020	15.10.2023
№3	1987	20.10.2020	20.10.2023
№4	1987	20.10.2020	20.10.2023
<b>ПМК-177</b>			
№1	2001	17.09.2018	17.09.2021
№2	2001	07.03.2019	07.03.2022
№3	2001	07.03.2019	07.03.2022
№4	2001	09.02.2018	09.02.2021
№5	2001	11.03.2019	11.03.2022
№6	1989	11.07.2018	11.07.2021
<b>Котельная №5</b>			
№1	1984	22.01.2018	22.01.2021
№2	1984	22.01.2018	22.01.2021
№3	1988	19.01.2018	19.01.2021
№4	1984	26.01.2018	26.01.2021
№5	1991	06.11.2019	06.11.2022
№6	1991	27.11.2019	27.11.2022
№7	1991	26.12.2018	26.12.2021
<b>Котельная «Арочник»</b>			
№1	1991	02.04.2018	02.04.2021
№2	1988	03.04.2018	03.04.2021
№3	1988	10.10.2018	10.10.2021
№4	1987	12.10.2018	12.10.2021
№5	1982	10.10.2018	10.10.2021
№6	1982	04.04.2018	04.04.2021
№7	1986	21.03.2019	21.03.2022
№8	1986	20.03.2019	20.03.2022
<b>Котельная «СУ-951»</b>			
№1	1990	15.06.2019	15.06.2022
№2	1990	15.06.2019	15.06.2022
№3	1993	15.06.2019	15.06.2022
<b>Котельная «СУ-78»</b>			
№1	2003	02.02.2018	02.02.2021
№2	2003	06.02.2018	06.02.2021
<b>Котельная «КСАТ»</b>			
№1	1998	24.12.2018	24.12.2021
№2	1998	09.02.2018	09.02.2021
№3	1998	28.12.2018	28.12.2021
№4	1998	07.02.2018	07.02.2021

83% от общего количества водогрейных котлов эксплуатируются более 20 лет (рис. 1).



Уровень загрузки теплоисточников по предприятию составляет 62,96% (табл. 9, рис. 2).

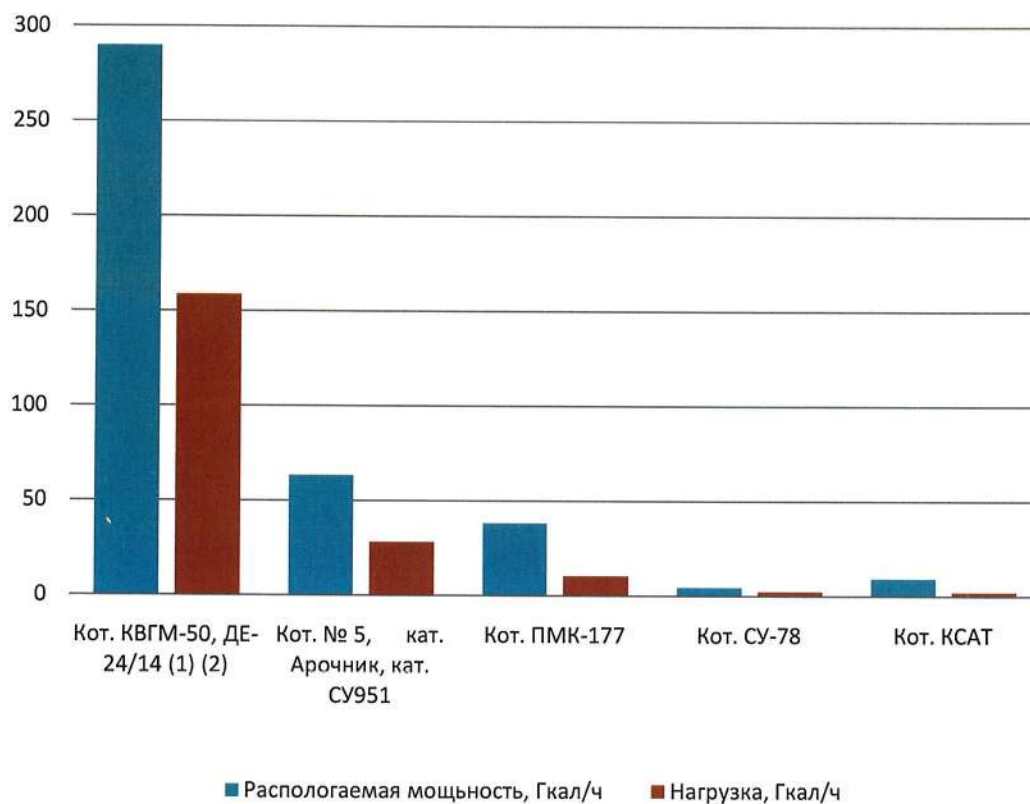
**Уровень загрузки теплоисточников по базовому 2020 году.**

**табл. 10**

источник	Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Часовая выработка (расчетная), Гкал/ч	СН,%	потери, %	Тепл. нагрузка Гкал/час	Дефицит/ профицит мощности, Гкал/ч	Уровень загрузки, %
котельная №5	69	63,41	35,47	2,32	21,14	29,286	19,25	69,6
котельная Арочник								
котельная СУ-951								
котельная ПМК-177	41,5	38,3	14,11	2,35	27,63	10,385	16,43	57,1
котельная СУ-78	5	4,62	2,98	2,15	36,07	2,08	0,77	83,3
котельная КСАТ	10	9,21	2,30	2,55	0	1,995	7,2	21,82
котельная КВГМ-50	320	289,92	172,11	2,46	6,36	214,768	49,63	83,00
котельная ДЕ-25/14 ГМ Блок №1								
котельная ДЕ-25/14 ГМ Блок №2								
<b>всего</b>	<b>445,5</b>	<b>405,46</b>	<b>226,97</b>	<b>2,37</b>	<b>18,24</b>	<b>258,51</b>	<b>93,28</b>	<b>62,96</b>

## Уровень загрузки котельных ООО «КонцессКом»

рис.2



### Вывод по источникам теплоты:

- 83% от общего количества водогрейных котлов эксплуатируются более 20 лет и требуют замены;
- резерв мощности с учетом тепловых потерь и расхода на собственные нужды составляет по предприятию 37,04%;

### Технические характеристики насосного оборудования

табл. 11

№ п/п	ВГМ-50													
	Параметры насоса					Параметры электродвигателя								
	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 №1	2008	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	630	1500	6000	н/д
	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 № 2	2008	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	630	1500	6000	н/д
	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 №3	1994	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	690	н/д
	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 № 4	1994	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	690	н/д
	Насос сетевой СЭ1250-140-11 № 5	1995	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	690	н/д
	Насос сетевой СЭ1250-140-11 №6	1995	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	690	н/д
	Насос исходной воды №1 TP50-570/2 А-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	5	переменный	24	н/д	11	2930	380	н/д
	Насос исходной воды №2 TP80-570/2 А-F-A-BAQE	2006	1	45,1	46,4	4,6	5	переменный	24	н/д	11	2930	380	н/д
	Насос солевой №1 JP14-75-3 GRUNDFOS	2007	1	119,8	47,8	4,7	30	переменный	24	н/д	22	2945	380	н/д
	Насос солевой №2 JP14-75-3 GRUNDFOS	2007	1	119,8	47,8	4,7	30	переменный	24	н/д	22	2945	380	н/д
	Подпиточный насос №1 TP50-570/2 А-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2930	380	н/д
	Подпиточный насос №2 TP50-570/2 А-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2930	380	н/д
	Подпиточный насос №3 TP80-570/2 А-F-A-BAQE	2007	1	119,8	47,8	4,7	70	постоянный	24	н/д	22	2954	380	н/д



ДЕ-25/2														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год уст-ки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Насос питательный №1 CR45 -9-2 А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	н/д
	Насос питательный №2 CR45 -9-2 А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	н/д
	Насос питательный №3 CR45-9-2А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	н/д

ДЕ-25/1														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год уст-ки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Насос питательный №1 CR45 -9-2 А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	Согласно ки
	Насос питательный №2 CR45 -9-2 А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	Согласно ки
	Насос питательный №3 CR45 -9-2 А- F-A-E VAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	380	Согласно ки
	Насос перекачки №1 TP50-570/2 А- F-A VAQE	2005	1	45,1	46,4	4,6	60	постоянный	24	н/д	11,0	2945	380	Согласно ки
	Насос перекачки №2 TP80-570/2 А- F-A VAQE	2005	1	119,8	41,8	4,1	60	постоянный	24	н/д	22,0	2930	380	Согласно ки

Котельная №5

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать) постоянный переменный	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)	
	Насос сетевой №1 ДД 1250-63	2000	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	250	1500	6000	н/д	
	Насос сетевой №2 ДД 1250-63	1999	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	250	1500	6000	н/д	
	Насос сетевой №3 ДД 1250-63	1999	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	315	1500	6000	н/д	
	Насос сетевой № 4 Wilo NP80/250-75/2A	2010	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2980	380	н/д	
	Насос сетевой № 5 Wilo NP80/250-75/2A	2010	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2980	380	н/д	
	Насос подпиточный №1 К100-65-250	2000	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д	
	Насос подпиточный №2 КМ100-65-200	1999	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д	
	Насос подпиточный №3 К-100-65-200	1999	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д	
	Нефтяной насос №1 К 20/30	2000	1	20	30	3	70	переменный	н/д	н/д	4	2900	380	н/д	
	Насос нефтяной №2 К20/30	1998	1	20	30	3	70	переменный	н/д	н/д	4	2900	380	н/д	

АРИ

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать) постоянный переменный	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)	
	Насос сетевой №1 ДД1250-63 (двиг. 315квт)	2001	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	315	1500	6000	н/д	



№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса							Параметры электродвигателя				
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)	
	Насос сетевой №1 GRUNDFOS MMG315CB	2010	1	445	112	11,2	95	постоянный	24	н/д	200	2950	690	н/д	
	Насос сетевой №2 1 Д 800-56	1996	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1450	6000	н/д	
	Насос сетевой № 3 1 Д 800-56	2010	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1450	6000	н/д	
	Насос сетевой №4 WLO NP80/250V-75/2A	2000	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2950	380	н/д	
	Насос подпиточный №1 TP-50-570/2 AFABAQE	2007	1	45	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2950	380	н/д	
	Насос подпиточный №2 TP-50-570/2 AFABAQE	2007	1	45	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2950	380	н/д	
	Нефтяной насос №1 ZAS4750 V8-3F (W-20)	2000	1	4,75	30	3	70	переменный	н/д	н/д	2,5	2920	380	н/д	
	Нефтяной насос №2 ZAS4750 V8-3F (W-20)	2000	1	0,285	30	3	70	переменный	н/д	н/д	2,5	2920	380	н/д	
	Нефтяная насосная установка SPF 20R4638 к котлам № 1,2,3,4,5; SPF 20R3863 к котлу 6;	2000 - 2001	1	2				переменный	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	

СУ-78															
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)	
	Насос сетевой №1 200Д-90	2001	1	720	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	750	380	н/д	
	Насос сетевой №2 200Д90	1995	1	720	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	750	380	н/д	
	Насос подпиточный №1 WLO32/170-4/2	2007	1	25	40	4	70	постоянный	24	н/д	4	2900	380	н/д	
	Насос подпиточный №1 WLO32/170-4/2	2007	1	25	40	4	70	постоянный	24	н/д	4	2900	380	н/д	
	Насос нефтяной циркуляционный BAS 850-G8 3CF20	2007	1	н/д	н/д	н/д	70	переменный	н/д	н/д	н/д	н/д	380	н/д	

СУ-951															
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)	
	Насос сетевой №1 1Д 800-56	1999	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1500	6000	н/д	
	Насос сетевой №2 1Д 800-56	2001	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1500	6000	н/д	

## ЦТП-ДСУ-12

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год уст-ки	Кол-во шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Циркуляционный насос К-20-30УЗ.1	2001	2	20	30	3	70	постоянный	24	н/д	3	3000	380	н/д

## ЦТП-1

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год уст-ки	Кол-во шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д

## ЦТП-2

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год уст-ки	Кол-во шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номин расход (м3/ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
81	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д

## ЦПП-3

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номин расход (м <sup>3</sup> /ч)	Номин напор (м)	Раб. давлен. в системе (бар)	Темп-ра перекач. жидкости	Режим работы (вписать постоянный переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность кВт	Скорость об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	380	н/д

**Сведения о приборах технического и коммерческого учета поставляемых и получаемых энергоресурсов**

табл. 12

Место установки и адрес установки	Наименование прибора учета	Марка	Заводской номер
кот.КВГМ-50 ул.Прибалтийская, 53/2	УУ ТЭ (технический учет) общий по объединенной коммунальной зоне, включающей в себя источники тепла: КВГМ-50, ДЕ-25/14(1), ДЕ-25/14(2)		
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭКОН-19	5799
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-1000	1100
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-1000	1099
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ИППН	5434/5436
	<b>Коммерческий учет</b>		
	Счетчик холодной и горячей воды турбинный	СТВК 1-80/20	30103533
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	600713
	узел учета газа		
	Диафрагма	ДКС 0,6-400-А/Б-1	П077/11
	Метран	100-Ех-ДИ-1150	386171
Метран	100-Ех-ДД-1440	385059	
Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П	8041А	
Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	МС141	



кот. ДЕ-25/14(1) ул. Прибалтийская, 53/2	<b>коммерческий учет</b>			
	Счетчик холодной и горячей воды	СГВ-20		43113500
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И		570713
	узел учета газа			
	Диафрагма	ДКС 0,6-200-А/Б-1		П076/2
	Метран	100-Ех-ДИ-1150		386167
	Метран	100-Ех-ДД-1440		385088
	Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П		83
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300		МС150
	узел учета газа			
кот. ДЕ-25/14(2) ул. Прибалтийская, 53/2	Счетчик холодной и горячей воды	СГВ-20		26992399
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И		560713
	узел учета газа			
	Диафрагма	ДКС 0,6-200-А/Б-1		П076/3
	Метран	100-Ех-ДИ-1150		386168
	Метран	100-Ех-ДД-1440		385089
	Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П		638А
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300		МС142
	узел учета газа			
	узел учета газа			
кот. КСАТ ул. Повховское шоссе, 2	<b>УУ ТЭ (технический учет):</b>			
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭКОН-19		2209
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-200		612
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-200		613
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ТСП-Н		873/872

		<b>коммерческий учет</b>		
		Счетчик холодной и горячей воды	ВМХ-50	70053330
кот.КСАТ ул.Повховское шоссе, 2		Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И	310713
		узел учета газа		
		Диафрагма	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/2
		Метран	100-Ех-ДИ-1150	386165
		Метран	100-Ех-ДД-1440	385090
		Преобразователь расхода (под.)	КТППР-05 100П	8129
		Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС135
		<b>УУ ТЭ (технический учет):</b>		
		Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	СС 327
		Преобразователь расхода (об.)	Метран-300ПР	365609
		Преобразователь расхода (под.)	Метран-300ПР	265608
		Комплект термотробразователь	КТСП	587192А/587192В
		<b>коммерческий учет</b>		
		Счетчик холодной и горячей воды	ВСХл-32	11548023
кот.СУ-78 ул.Октябрьская, 12		Расходомер - счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И	380713
		узел учета газа		
		Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/7
		Метран-100-Ех-ДИ-1150	100-Ех-ДИ-1150	386172
		Метран-100-Ех-ДД-1440	100-Ех-ДД-1440	385094
		Преобразователь расхода (под.)	КТППР-05 100П	8239А
		Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС148

<p>кот.ПМК ул.Рижская, 50</p>	<p><b>УУ ГЭ (отопление) технический учет:</b> Преобразователь расчетно-измерительный</p>	<p>ТЭЖОН-19</p>	<p>2204</p>	
	<p>Преобразователь расхода (об.)</p>	<p>ТИРЭС-300</p>	<p>781</p>	
	<p>Преобразователь расхода (под.)</p>	<p>ТИРЭС-300</p>	<p>782</p>	
	<p>Комплект термопреобразователь сопротивления</p>	<p>ТСП-Н</p>	<p>1768/13354</p>	
	<p><b>УУ ГВС технический учет:</b> Преобразователь расчетно-измерительный</p>	<p>ТЭЖОН-19</p>	<p>2206</p>	
	<p>Преобразователь расхода (об.)</p>	<p>ТИРЭС-300</p>	<p>783</p>	
	<p>Преобразователь расхода (под.)</p>	<p>ТИРЭС-300</p>	<p>784</p>	
	<p>Комплект термопреобразователь сопротивления</p>	<p>ТСП-Н</p>	<p>1758/1753</p>	
	<p><b>коммерческий учет</b> Счетчик холодной и горячей воды</p>	<p>СТВК1-100 ДГ/20</p>	<p>517103544</p>	
	<p>Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки</p>	<p>Эталон- РМ-1К2Л-И</p>	<p>320713</p>	
	<p><b>узел учета газа</b> Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1</p>	<p>ДКС 0,6-100-А/Б-1</p>	<p>П075/3</p>	
	<p>Метран-100-Ех-ДИ-1150</p>	<p>100-Ех-ДИ-1150</p>	<p>386166</p>	
	<p>Метран-100-Ех-ДД-1440</p>	<p>100-Ех-ДД-1440</p>	<p>385060</p>	
	<p>Преобразователь расхода (под.)</p>	<p>КТПТР-05 100П</p>	<p>6877А</p>	
	<p>Комплект преобразователей температуры измерительный</p>	<p>ИМ2300</p>	<p>МС144</p>	
	<p><b>коммерческий учет</b> Счетчик холодной и горячей воды</p>	<p>СТВК2-50/15</p>	<p>19315812</p>	
	<p>Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки</p>	<p>Эталон- РМ-1К2Л-И</p>	<p>230713</p>	
	<p>кот.СУ-951 пр.нефтяников, 15</p>			

кот. №5 ул. Строителей, 16	<b>коммерческий учет</b>				
	Счетчик холодной и горячей воды	СТВК 1-100/20 ДГ			517103543
кот. Арочник пр. Нефтяников, 18	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И			580713
	<b>коммерческий учет</b>				
	Счетчик холодной и горячей воды	СТВК1-100/20			88103061
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- РМ-1К2Л-И			430713
	узел учета газа				
	Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1	ДКС 0,6-100-А/Б-1			П075/6
	Метран-100-Ех-ДИ-1150	100-Ех-ДИ-1150			386169
	Метран-100-Ех-ДД-1440	100-Ех-ДД-1440			385093
	Преобразователь расхода (под.)	КППР-05 100П			8254
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300			МС137

### Анализ системы электроснабжения:

1. Электроснабжение объектов предприятия осуществляется по сетям 0,4; 0,69; 6,0; 10 кВ эксплуатируемых АО «ЮТЭК-Когалым»
2. Поставка электрической энергии осуществляется по договору ОАО «ТЭК»
3. Среднегодовой объем потребляемой электроэнергии за месяц составляет – 15 926 939 кВт.
4. Учет потребляемой электроэнергии осуществляется по 29 узлам коммерческого и 13 технического учета (табл.12)
5. В ведении предприятия находится:
  - КРУН-6кВ
  - согласующие трансформаторы Т-6, Т-7 10/6кВ
  - ТП-10/0,4кВ котельной КВГМ-50
  - РУ-10кВ котельной КВГМ-50
  - ЦТП-3, 10/0,4кВ-1000кВА, котельной ДЕ-25-2
  - Аварийные электростанции-6кВ ПЭ-6, №601. ПЭ-6, №704 котельной «Арочная»-1100кВт.
  - понижающий трансформатор 2500кВА 10/0,69кВ. сетевой насос котельной ПМК
  - электродвигатели сетевых насосов -6кВ - 12 шт.
  - электродвигатели сетевых насосов-0,69кВ – 5шт
  - ПАЭС 2\*2500кВА-6кВ. котельной КВГМ-50
  - ПЭ-6кВ. 1100кВА котельной ПМК
  - WOLA-200кВт.0,4кВ. Котельной КСАТ
  - АД-100кВт.0,4кВ. котельной СУ-78
  - РУ-0,4кВ котельных -5шт
  - ЩСУ-0,4кВ ЦТП-3шт
  - РУ-0,69 кВ -1шт.
  - электродвигатели 0,4кВ – 239,0 шт
6. Расчетная мощность на объектах составляет:

- котельная КВГМ-50	<u>4580,0 кВА</u>
- котельная ДЕ-25/1	<u>633,0 кВА</u>
- котельная ДЕ-25/2	<u>579,1 кВА</u>
- котельная ПМК	<u>1085,0 кВА</u>
- котельная «Арочная»	<u>1163,90 кВА</u>
- котельная №5	<u>1023,75 кВА</u>
- котельная КСАТ	<u>192,38 кВА</u>
- котельная СУ951	<u>192,58 кВА</u>
- котельная СУ 78	<u>191,9 кВА</u>
- ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-3	<u>185,3кВА</u>
7. Электроснабжение котельных обеспечивается по первой категории электроснабжения.  
ЦТП-1,2,3 по третьей категории.

Сведения о приборах коммерческого и технического учета электроэнергии

(табл.13)

Место установки	Адрес установки	Наименование прибора учета	Марка	Заводской номер
Котельная КВГМ-50	Ул. Прибалтийская 53. Яч.№16 КТП-3	Счетчик электрической энергии трехфазный статический. С модемом	«Меркурий 230»ART	15597446
	Яч.№17 ** ПАЭС-2 КТП-4		«Меркурий 230»AM-02	32292531
	Яч.№2 ПАЭС-1 КТП-4		«Меркурий 230»AM-02	32292533
	Яч.№19 КТП-3		«Меркурий 230»ART	15597427
	Яч.№6 АБК-2 КТП-4		«Меркурий 230»AM-03	31576379
	Яч.№11К КТП-2		«Меркурий 230»ART	15597361
	Яч.№11** ЦРТО-1В		«Меркурий 230»AM-03	31576499
	Яч.№16 ЦРТО-2В		«Меркурий 230»AM-03	31564897
	Яч.№12 СТ-6		«Меркурий 230»ART	15597641
	Яч.№14 КТП-2		«Меркурий 230»ART	13191737
	Яч.№5		«Меркурий 230»ART	13162444
	Яч.№24		«Меркурий 230»ART	15597429
	Яч.№23		«Меркурий 230»ART	14774402
	РТС-1№5		«Меркурий 230»AM-03	31564898
	РТС-1 №12		«Меркурий 230»AM-03	31576483
	Центральный склад №7**		«Меркурий 230»AM-03	31659339
	АБК №3** КТП-4		«Меркурий 230»AM-03	31576497
	Транспортный цех №14		«Меркурий 230»AM-03	31576469
«Арочник-спортзал» №4		«Меркурий 230»AM-02	31659358	
Котельная ПМК-177	Ул.Рижская-50. ТП-93 яч.20.КРУН-10кВ.Ввод №1		«Меркурий 230»ART	15597179
	ТП-93 яч.19.КРУН-10кВ.Ввод №2		«Меркурий 230»ART	15597165
	ТП-93 яч.18. КРУН-10кВ		«Меркурий 230»ART	15597445
	ПС «Рижская»- КРУН-6кВ, яч.9.		«Меркурий 230»ART	15597405
	ПС «Рижская»- КРУН-6кВ, яч.14.		«Меркурий 230»ART	15597424
Котельная «АРОЧНИК» Проспект Нефтяников-18. ВЛБ-6кВ яч.14(15)	Яч.-10. СН-1		«Меркурий 230»ART	13078036
	Яч.-11.СН-2		«Меркурий 230»ART	13188217
	Яч.-5. СН-3		«Меркурий 230»ART	13762470
	РУ-0,4кВ. Ввод №1 в котельную		«Меркурий 230»ART	15574493
	РУ-0,4кВ. Ввод №2 в котельную		«Меркурий 230»ART	15572486
Котельная №5 ул.Строителей-16	РУ-6кВ. яч.№1,2		«Меркурий 230»ART	13162443
	РУ-6кВ яч.№6		«Меркурий 230»ART	13162458
	РУ-6кВ яч.№9		«Меркурий 230»ART	13191741
	Ввод №1 ЩУС-0,4 №3		«Меркурий 230»ART	15575239
	Ввод №2 ЩУС-0,4№18		«Меркурий 230»ART	15573034
АБК котельной №5	ВРУ-0,4кВ (ТП2-102)		«Меркурий 230»ART	15724850
ЦТП-1	ВРУ-0,4кВ от ТП2- 124		«Меркурий 230»ART	15724828

<b>ЦТП-2</b>	ВРУ-0,4кВ от ТП2- 104		«Меркурий 230»АРТ	15728228
<b>ЦТП-3</b>	ВРУ-0,4кВ от ТП2- 29		«Меркурий 230»АРТ	15728601
<b>Котельная СУ-951</b>	Ул.Нефтяников -15. Ввод от ВЛБ-6кВ. яч.№3		«Меркурий 230»АРТ	13188203
	Ул.Нефтяников -15. Ввод от ВЛБ-6кВ. яч.№4		«Меркурий 230»АРТ	13162387
<b>ПЭ-6 №601</b>	Проспект Нефтяников- 18.		«Меркурий 230»АМ-01	9874350
<b>ПЭ-6 №704</b>	Проспект Нефтяников- 18.		«Меркурий 230»АМ-01	5522047
<b>Котельная СУ-78</b>	Ул.Октябрьская-12.Ввод №1 ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15724810
	Ул.Октябрьская-12.Ввод №2 ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15724803
<b>Котельная КСАТ</b>	Повховское шоссе- 2.Ввод №1. ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15724863
	Повховское шоссе- 2.Ввод №1. ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15738539
<b>Котельная ДСУ-12</b>	Ул. Мостовая,60 ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15724857
	Ул. Мостовая,60 ЩСУ-0,4кВ		«Меркурий 230»АРТ	15724833
<b>Общежитие</b>	Ул. Геофизиков,2 ВРУ- 0,4кВ		«Меркурий 230»АМ-03	36763158

### **Анализ системы водоснабжения и ХВО котельных ООО «КонцессКом»:**

Согласно Правилам технической эксплуатации режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу предприятий тепловых сетей, без повреждений и снижения экономичности, вызываемых коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также без образования накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений шлама в оборудовании и трубопроводах тепловых сетей.

Для удовлетворения требований к качеству воды, потребляемой при выработке тепловой энергии, возникает необходимость ее специальной физико-химической обработки. Эта вода является по существу исходным сырьем, которое после надлежащей обработки (очистки) используется для следующих целей:

- в качестве исходного вещества для получения пара в котлах;
- в качестве теплоносителя в тепловых сетях и системах горячего водоснабжения.

Для умягчения воды применяется метод катионного обмена. В данном случае на котельных применена одноступенчатая схема Na – катионирования. Система питания паровых котлов, обеспечивающая повышение давления воды в питательной магистрали котельной, подачу питательной воды в барабаны котлов, возможность изменения величины подачи питательной воды в зависимости от режима работы котлов, а также подачу подпиточной воды в трубопроводы тепловой сети. В состав системы входят: питательный и подпиточный деаэраторы; питательные насосы; подпиточные насосы, а также насосы исходной воды и насос перекачки; трубопроводы; регулирующая и запорная арматура; контрольно-измерительные приборы. Докотловая обработка предварительно подогретой городской воды проводится в одноступенчатых (Na–катионитовых) фильтрах и в деаэраторе. Вода после химводоподготовки поступает в емкость запаса умягченной воды, а затем в питательный и подпиточный деаэраторы где производится удаление газов и нагревание её до определённой температуры, в питательный деаэратор добавочно также поступает и конденсат. По мере необходимости питательная вода забирается питательными насосами и подаётся в питательную магистраль котлов, а подпиточными насосами в тепловую сеть.

Вода, необходимая для выработки и передачи тепловой энергии, забирается из городского водопровода.

Водоснабжение объектов ООО «КонцессКом» осуществляет ООО «Горводоканал».

Для учета количества поставляемой воды используются приборы учета, которые являются основными для расчетов с ООО «Горводоканал».

Установленные приборы представлены в **табл.13**.

Установленное оборудование ХВО рассчитано на умягчение сырой исходной воды для нужд котельных. Данные по сроку эксплуатации приведены в **табл.14**.



## Оборудование ХВО котельных

Наименование назначения	Тип (марка)	Год установки	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
				производительность, (м3/ч)	V бака, м <sup>3</sup> (общий, рабочий)	тип колонки	Ø бака, колонки, мм
<b>РТС 2</b>							
<b>Котельная № 5</b>							
Емкость запаса умягченной воды	РВС-500	2000	1		500		
<b>Котельная СУ 78</b>							
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Емкость запаса умягченной воды		2006	1		4.5		
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа1054 С управляющим клапаномClak WS-RR	2015	1	0.9-1.8			250
<b>Котельная КСАТ</b>							
Фильтр NaK 1ст	ФиПа1054 С управляющим клапаномClak WS-RR	2015	1	0.9-1.8			250
Емкость запаса умягченной воды	РВС-50		1		50		
<b>Котельная АРИ</b>							
Установка дозирования комплексанатов	С насосом DLS-CC-30-4	2006	1		250		
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа2472 С управляющим клапаном Runxin-74A3	2016	1	7-15			
Емкость запаса умягченной воды	РВС-1000		1		1000		
<b>Котельная ПМК 177</b>							
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа3072 С управляющим клапаномClak WS-RR	2013	1	9.2-18.4			750
Емкость запаса умягченной воды	РВС-200	1985	1		200		

Наименование назначения	Тип (марка)	Год установки	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
				производительность, (м3/ч)	V бака, м <sup>3</sup> (общий, рабочий)	тип колонки	Ø бака, колонки, мм
<b>КВГМ-50</b>							
Деаэратор	ДА-100/15	2006	2	100	15	КДА-100	1200
Фильтр NaK 1 ст.	ФИПа 1 2,6-0,6	1995	3	92			2600
Емкость запаса умягченной воды	PBC-700	2000	1		700		
Емкость запаса умягченной воды	PBC-100	2000	1		1000		
Емкость растворная для приготовления солевого раствора			2		15		
Емкость расходная			1		15		
Калорифер №1, № 3, № 5, № 6	АТДА44-1-1	2006	4				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-15/63-2-1м3	2006	1	1,6			
Установка для поддержания рН/В-F	С насосом DLS-CC-30-4 Mikroprocessor рН/meter		1	0,5			
Подогреватель исходной воды			1				
Охладитель деаэрированной воды			1				
<b>ДЕ-25(1)</b>							
Деаэратор	ДА-100/25	1985	1	100	25	КДА-100	1200
Теплообменник пластинчатый № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6	FP60—101-1-E-H	2006	6				
Калорифер № 1, № 2, № 3, № 4	АТДА 44-1-1	2006	4				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2	100		
Охладитель сепарационных вод	ОВА-8		1		7,6		
<b>ДЕ -25(2)</b>							
Деаэратор	ДА-100/25	1987	1	100	25	КДА-100	1200
Подогреватель исходной воды	ОВА-2	1999	1				
Паровод, подогреватель № 1, № 2	ПСВ-200-7-15	1998	2				
Охладитель конденсата № 1, №2, № 3	FP31/16-49	2007	3				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Калорифер № 1, № 2, № 3, № 4	АТДА 44-1-1	2006	4				

## Анализ состояния тепловых сетей

Протяженность тепловых сетей, эксплуатируемых ООО «КонцессКом», составляет 66,65 км в двухтрубном исчислении, протяженность сетей горячего водоснабжения составляет 15,87 км. в двухтрубном исчислении. Трубопроводы проложены в двух-, четырехтрубном исполнении.

Тепловые сети правобережного района - кольцевые, с резервными перемычками, левобережного - тупиковые, соединенные между собой резервными перемычками.

Системы теплоснабжения – закрытые. Прокладка трубопроводов правобережного района бесканальная, изоляция реконструированных трубопроводов – пенополиуретан (ППУ-изоляция), остальных сетей – минераловатная.

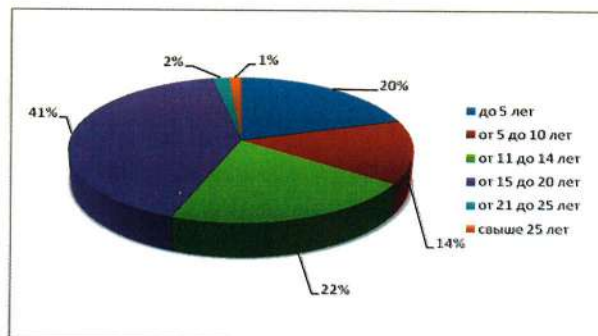
Изоляция ППУ – 66,7%, минеральная вата – 33,3% от общей протяженности тепловых сетей. Изоляция ППУ сетей горячего водоснабжения – 7,8%, минеральная вата – 92,2% от общей протяженности. Прокладка трубопроводов тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения левобережного района, в основном, надземная. Изоляция, в основном, минераловатная, реконструируемые сети меняются на трубопроводы с ППУ-изоляцией. Износ сетей составляет более 44,66%. Протяженность трубопроводов по видам изоляции, применяемой при прокладке теплосетей и сетей горячего водоснабжения, приведена в **табл. 15, табл. 16**; протяженность теплосетей и сетей горячего водоснабжения по срокам службы и диаметрам приведена в **табл. 16 - табл. 18**;

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в котельных – центральный качественный, по температурному графику регулирования отопительной нагрузки:

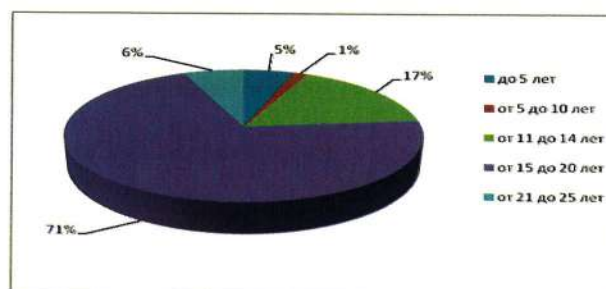
- Система теплоснабжения от котельных коммунальной зоны – закрытая, зависимая, метод регулирования - качественный, утвержденный эксплуатационный температурный график – 115/70 °С.;
- Системы теплоснабжения от поселковых котельных – закрытые, зависимые, метод регулирования - качественный по утвержденному температурному графику – 90/70 С;

### Протяженность тепловых сетей по сроку службы

рис.3



### Протяженность сетей горячего водоснабжения по сроку службы



**Протяженности трубопроводов ООО "КонцессКом" (в двухтрубном исполнении)**

**табл.15**

Наименование района	Отопление (Т1, Т2), км.			ГВС (Т3, Т4), км.			Итого км.	в том числе ВЕТХИЕ, км.		
	Всего, в том числе:	в ППУ изоляц	в минераловат. изоляц.	Всего, в том числе:	в ППУ изоляции	в минераловат. изоляц.		Всего в том числе	отопление (Т1, Т2)	ГВС (Т3, Т4)
Левобережная часть города	28,72	7,27	21,45	15,87	1,23	14,64	44,59	36,13	21,45	14,64
Правобережная часть города	37,93	37,19	0,74	0,0	0,0	0,0	37,93	0,74	0,74	0,00
<b>ВСЕГО:</b>	<b>66,65</b>	<b>44,46</b>	<b>22,19</b>	<b>15,87</b>	<b>1,23</b>	<b>14,64</b>	<b>82,52</b>	<b>36,83</b>	<b>22,19</b>	<b>14,64</b>

**табл.16**

№ п/п	Общая протяженность тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении), км	из них (в двухтрубном исполнении) км				Протяжённость ветхих тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении), км	Износ тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения %
		муниципальные	ведомственные	в ППУ исполнен.	стальные		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	82,56	82,56	0	45,69	36,31	36,87	44,66

**Протяженность сетей отопления  
по сроку эксплуатации (м. в двухтрубном исчислении)**

табл.16

Тип прокладки		Протяженность трубопроводов по сроку эксплуатации, м.																		Всего, м. (надземная и подземная)	в том числе ветхие, м.
		до 5 лет		5 - 10 лет		11 - 14 лет		15 - 20 лет		21 - 25 лет		свыше 25 лет		Итого, м.							
		Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная				
		T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2			
<b>Левобережная часть города</b>																					
Протяженность (м.), в том числе:		0,0	2 235,95	450,1	3 889,27	0,0	154,0	8 299,0	3 834,0	6 763,4	2 124,0	701,0	314,0	16 213,5	12 551,2	28 764,7	20 834,4				
в ППУ изоляции		0,0	2 095,95	50,0	3 665,27	0,0	134,0	0,0	1 162,0		39,0			50,0	7 096,2	7 146,2					
в минераловатной изоляции		0,0	140,0	400,1	224,0	20,0	20,0	8 299,0	2 672,0	6 763,4	2 085,0	701,0	314,0	16 163,5	5 455,0	21 616,5					
% от общей протяженности		0	3	1	6	0	0	12	6	10	3	0,00	0,00	954	738	1 692,0					
<b>Правобережная часть города</b>																					
Протяженность (м.), в том числе:		2 342,7		588,0	10 465,3	120,0	6 847,4	375,0	11 079,5	617,0	5 212,4	0,0	239,5	1 700,0	36 186,9	37 886,87	1 469,9				
в ППУ изоляции			2 342,7	573,0	10 465,3	120,0	6 782,2	375,0	10 794,5	0,0	4 884,0			1 068,0	35 268,8	36 336,8					
в минераловатной изоляции		0,0		15,0			65,2		285,0	617,0	328,4		239,5	632,0	918,1	1 550,1					
% от общей протяженности		0	51	4	68	2	96	2	47	4	35	0	19	3	54						
Итого протяженности, м		0,0	4 578,7	1 038,1	14 354,6	120,0	7 001,4	8 674,0	14 913,5	7 380,4	7 336,4	701,0	553,5	17 913,5	48 738,1						
Всего протяженности, м		4 578,7		15 392,7		7 121,4		23 587,5		14 716,8		1 254,5		66 651,6							

**СВОДНАЯ ТАБЛИЦА**

**ПРОТЯЖЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ООО "КонцессКом"  
ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ (м. в двухтрубном исчислении)**

Табл.17

Тип прокладки	Протяженность трубопроводов по сроку эксплуатации, м.														Всего, м. (надземная и подземная)	в том числе, ветхие, м.	
	до 5 лет		5 - 10 лет		11 - 14 лет		15 - 20 лет		21 - 25 лет		свыше 25 лет		Итого, м.				
	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная			
	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4	ТЗ, Т4		
<b>Левобережная часть города</b>																	
Протяженность (м.), в том числе:	28,0	586,0	554,0	165,0	0,0	243,0	4 540,0	1 978,0	5 055,0	1 629,0	861,0	217,0	11 038,0	4 818,0	15 856,0	14 195,0	
в ППУ изоляции	28,0	483,5	260,0			243,0		70,0	0,0	15,0	0,0	0,0	288,0	811,5	1 099,5		
в минераловатной изоляции		102,5	294,0	165,0			4 540,0	1 908,0	5 055,0	1 614,0	861,0	217,0	10 750,0	4 006,5	14 756,5		
% от общей протяженности	0,18	3,70	3,49	1,04	0,00	1,53	28,63	12,47	31,88	10,27	5,43	1,37	69,61	30,39			
<b>Правобережная часть города</b>																	
Протяженность (м.), в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в ППУ изоляции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в минераловатной изоляции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
% от общей протяженности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Итого протяженность, м</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	861,0	217,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Всего протяженность, м</b>	614,0	719,0	719,0	719,0	243,0	6 518,0	6 518,0	6 684,0	1 078,0	15 856,0	15 856,0	0	0	0	0	0	0

**Протяженность трубопроводов  
отопления и ГВС ООО "КонцессКом" (Т1, Т2, Т3, Т4) по диаметрам (м. в двухтрубном  
исчислении)**

Т1Т2Ø Посёлок	Л в 2-х трубном исч.	Т3Т4Ø Посёлок	Л в 2-х трубном исч.	Город	Л в 2-х трубном исч.	ИТОГИ	Л в однотрубном исч.
720		720		720	80,00	720	160,00
530	457,01	530		530	3911,20	530	8736,42
426	1453,00	426		426	2251,00	426	3704,00
325	318,5	326		325	2306,00	325	5249,00
273	1740	273		273	3667,69	273	10815,38
219	3947,33	219	31	219	5294,65	219	18545,96
159	5901,4	159	4176,5	159	6752,62	159	33661,04
133	274,3	133		133	242,10	133	1032,80
114	5280,3	114	565	114	376,00	114	12442,60
108	2283,4	108	4306	108	4438,15	108	22055,10
89	2320,72	89	1928,5	89	5787,83	89	20074,10
76	736,52	76	829	76	1875,00	76	6881,04
57	3299	57	3075	57	942,20	57	14631,48
40	140	40	88	40	10,00	40	476,00
32	605	32	115		0,00	32	1440,00
25		25	365		0,00	25	730,00
20		20	409		0,00	20	818,00
15		15	5		0,00	15	10,00
<b>ИТОГО</b>	<b>28,76</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>15,893</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>37,93</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>161,46</b>







Для обеспечения населения левобережной части города горячей водой на теплосетях используются ЦТП (3 шт), оборудованные автоматической системой управления технологическим процессом подогрева и распределения горячей воды.

Информация о состоянии ЦТП и оборудования приведены в **табл.20** и **табл.11**

### Информация о состоянии Центральных тепловых пунктов (ЦТП)

**табл.20**

№ п/п	Адрес	Наименование	Технические характеристики		Введены в эксплуатацию в 2015 г.	Износ ЦТП, %
			Площадь м2	Объем м3		
1	2	3	4	5	6	7
1	ул.Фестивальная, 17-а	ЦТП-3	144	692,9	1993	74
2	ул.Набережная, 57-а	ЦТП-1	84	323,4	1987	74
3	ул.Новоселов, 2-а	ЦТП-2	103	401,7	1990	74

Технологические потери при передаче тепловой энергии по тепловым сетям снизились с 13,75% в 2015г. до 10,62% в базовом 2020г. (**табл. 21**)

### Анализ технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям

**табл.21**

Год	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Потери, тыс. Гкал	Потери, %
2018	540,424	56,203	10,40
2019	519,984	47,894	9,21
2020	492,539	52,324	10,62

#### Вывод по тепловым сетям:

- 3% тепловых сетей отработали более 20 лет и находятся в плохом техническом состоянии. На трубопроводы в ППУ-изоляция заменено 66,7%, всех тепловых сетей;
- 6% сетей горячего водоснабжения отработали более 20 лет и находятся в плохом техническом состоянии. На трубопроводы в ППУ-изоляция заменено 7,8% всех сетей горячего водоснабжения;
- на всех объектах правобережной части города установлены индивидуальные тепловые пункты;
- износ тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения составляет 44,66%
- снижение технологических потерь с 10,4% до 9,21% за период 2018-2019г.г. произошло в результате проведенных мероприятий, связанных с реконструкцией тепловых сетей с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК.

**Общая характеристика технического состояния объектов ООО  
«КонцессКом»**

**табл.22**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Физический износ оборудования, %
1	Котельные	ед.	9	65
2	Общая протяженность тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении)	км	82,56	44,66

**Общий вывод по анализу текущего состояния объектов, которые  
используются для осуществления регулируемых видов деятельности:**

Техническое состояние объектов систем энергоснабжения ООО «КонцессКом» – удовлетворительное. Анализ текущего состояния действующего оборудования, обработка данных из эксплуатационных журналов за 2018–2020 гг. дает основание сделать заключение, что система энергетического обеспечения ООО «КонцессКом» удовлетворяет действующим эксплуатационным требованиям. Все элементы системы энергетического обеспечения обслуживаются по утвержденным графикам, составленным в соответствии с нормативными документами, и находятся в работоспособном состоянии, позволяющем обеспечить нормальное функционирование технологического процесса. Общая характеристика технического состояния объектов ООО «КонцессКом» приведена в **таблице 22**

## 6. Анализ потребления энергетических ресурсов

За период 2018–2020гг. наблюдается снижение суммарного потребления энергоресурсов и воды. Расход энергоресурсов на период 2020г.-2023г. принят на уровне показателей, ожидаемых на конец 2020г. с учетом факта за 8 месяцев.(табл. 23)

Структура энергетического обеспечения за период 2018-2023гг. представлена в табл. 24

Структурная схема использования энергоресурсов за 2020 г.– 84 021,17 т.у.т.(таб. 25).

Структура потребления энергоресурсов в базовом 2020г. представлена на рис.5

### Расход энергоресурсов и воды за 2018–2023 гг.

табл.23

Год	Тепловая энергия, тыс. Гкал	Газ, тыс. м <sup>3</sup>	Электроэнергия, тыс. кВт·ч	Вода, тыс. м <sup>3</sup>	Моторное топливо, л
2018	553,713	55 907	16 148,977	98,481	92,578
2019	532,770	53 455	16 267,620	73,981	95,432
2020(базовый) в тарифе	504,781	50 384	17 023,740	224,550	97,481
2021-2023 в тарифе	1 654,250	166 650	51 281,810	661,700	299,443

### Структура энергетического обеспечения ООО «КонцессКом» за период 2018-2023 гг.

табл.24

Наименование	Единица измерения	Период					
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021г.	2022 г.	2023г.
Реализация услуг							
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	553,713	532,770	504,781	548,960	552,770	552,520
Расходы энергоносителей							
Электроэнергия							
На выработку тепловой энергии	тыс. кВт·ч	16 148,977	16 267,621	17 023,740	17 017,760	17 135,870	17 128,520
	т у. т.	5 563,330	5 604,326	5 864,768	5 862,701	5 903,352	5 900,596
	кВт·ч/Гкал	29,16	30,53	33,73	31,0	31,0	31,0
Вода							
На выработку тепловой энергии	тыс. м <sup>3</sup>	98,481	73,981	224,552	219,584	221,108	221,009
	т у. т.	-	-	-	-	-	-
	м <sup>3</sup> /Гкал	0,18	0,14	0,4	0,4	0,4	0,4
Моторное топливо							
Моторное топливо	т у. т.	132,39	136,46	139,40	141,51	141,72	143,35
	л	92,578	95,432	97,481	98,961	99,104	100,378
Топливо							
Газ	т у. т.	85 439,00	82 268,00	78 017,00	85 054,00	85 647,00	85 607,00
	тыс. м <sup>3</sup>	55 907	53 455	50 384	55 302	55 687	55 661
Удельная норма расхода условного топлива	кг у. т./Гкал	154,3	154,4	154,6	158,6	158,6	158,6
Потребление энергоресурсов, всего	т у. т.	91 134,72	88 008,79	84 021,17	91 058,21	91 962,07	91 650,95
Тепловая энергия							
Собственные нужды	Гкал	12 690	13 289	12 786	13 170	13 170	13 170
	%	2,40	2,40	2,43	2,32	2,32	2,32
Потери в сетях	тыс. Гкал	56,203	47,894	52,324	64,135	64,135	64,135
	%	10,40	9,21	10,62	11,70	11,70	11,70

## Структурная схема использования энергоресурсов за 2020 г. (базовый)

табл.25

Суммарное потребление ТЭР в 2017 г. – 84 021,17 т у. т.
Газ: 50 384 м <sup>3</sup> – 78 017,00 т у. т.
Электроэнергия: 17 023,740 тыс. кВт·ч – 5 684,768 т у. т.
Моторное топливо: 97, 481 л. – 139,40 т у. т.
Вода – 224,552 тыс. м <sup>3</sup>

### Структура потребления энергоресурсов, % т у. т. от общего расхода

рис.5



### Вывод по потреблению энергетических ресурсов:

Основная доля расхода энергоресурсов приходится на потребление газа. Структура потребления ТЭР по ООО «КонцессКом» в базовом 2020 г. (рис.5):

- расход газа – 93,2 %;
- расход электроэнергии – 6,6 %;
- расход моторного топлива – 0,2%

**Вывод по анализу прогнозного состояния объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности:**

В период реализации Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «КонцессКом» планируется:

- снижение объема выработанной тепловой энергии в 2020г. по отношению к 2018 г. и стабильные объемы выработки до 2023г. на уровне плановых значений;
- ожидаемое не значительное увеличение потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения в 2020 г. по сравнению с 2018 г. и стабильные значения до 2023г. на уровне плановых величин;
- снижение тепловой энергии на собственные нужды в 2020г. по сравнению с 2019г. и стабильные значения до 2023г. на уровне плановых величин

Таким образом, планы развития предприятия направлены на повышение эффективности производственной деятельности, снижение потерь тепловой энергии при ее передаче по сетям при сохранении существующих производственных мощностей и объемов предоставления услуги по теплоснабжению.

Прогноз потребления энергетических ресурсов и воды на срок реализации Программы представлен в **табл. 22-23**

Ожидаемая величина потребления электрической энергии в 2020 г. с учетом факта 8 месяцев и плановых значений составит 17 023,740 тыс. кВт·ч.

В течение 2021–2023 гг. снижение расход электрической энергии не планируется, сохраняются стабильные значения до 2023г. на уровне плановых величин

Объем потребления воды к 2020 г. запланирован на уровне 224,552 тыс. м<sup>3</sup>.

В течение 2018–2019 гг. расход воды снизился на 24,50 тыс. м<sup>3</sup>, что на 25 % ниже уровня 2018г.

Потребление попутного нефтяного газа в 2020 г. составит 50 384тыс. м<sup>3</sup>.

В течение 2018–2020 гг. расход попутного газа снизился на 7 422 тыс. м<sup>3</sup>, что на 9 % ниже уровня 2018г.



## **7.Обоснование финансовых потребностей на реализацию Программы и источников финансирования мероприятий**

В соответствии с п.49 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

В соответствии с п. 32 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии, утв. Постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ», средства на финансирование капитальных вложений, направляемые на развитие производства, определяются с учетом сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата. При этом расходы, связанные с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, учитываются начиная с момента поступления средств на реализацию проекта, а также необходимо обеспечить учет таких расходов при расчете регулируемых тарифов на последующие расчетные периоды регулирования в течение всего согласованного срока окупаемости проекта.

В стоимость затрат на реализацию Программы включены следующие расходы:

- стоимость проектно-изыскательских работ;
- стоимость строительно-монтажных работ и работ по замене оборудования с улучшением технико-экономических характеристик;
- стоимость материалов и оборудования;
- прочие расходы.

В соответствии с разработанной Программой произведен расчет затрат на реализацию мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ООО «КонцессКом».

Затраты по энергосбережению и повышению энергетической эффективности системы теплоснабжения на период реализации Программы (2021-2023 гг.) составляют 278 621,69 тыс. руб., в том числе по годам реализации:

- 2020 г. – 125 264,18 тыс. руб.;
- 2021 г. – 128 489,57 тыс. руб.;
- 2023 г. – 24 867,94 тыс. руб.

Источниками финансирования Программы являются:

- собственные средства ООО «КонцессКом» – 85 200,63 тыс. руб. (31% от общего объема финансирования Программы);
- федеральный бюджет – 134 738,55 тыс. руб. (48% от общего объема финансирования Программы);
- бюджет автономного округа – 0,0 тыс. руб.;
- местный бюджет – 58 682,51 тыс. руб. (21% от общего объема финансирования Программы);
- 

Поквартальная информация о величине и источниках финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности по каждому мероприятию с указанием отдельно всех источников финансирования представлена в **табл.5**



## 8. Тарифные последствия

Показатель	ед. изм	2020	2021	2022	2023
Тарифы на тепловую энергию среднегодовые	руб./ Гкал	1 527,36	1 582,40	1 619,96	1 596,62
Темп роста тарифа среднегодовой	%		103,60	102,37	98,56

Срок окупаемости Программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности составляет 6,2 г. Планируемое изменение тарифа на услуги теплоснабжения, оказываемые населению города Когалыма, с учетом реализации мероприятий Программы не приведет к превышению индекса роста суммы платы граждан за коммунальные услуги, установленного «Основами формирования индексов платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации» (утв. Постановлением Правительства РФ от 07.05.2014г. №400).

## 9. Механизм реализации, система мониторинга, управления и контроля за ходом реализации Программы

Программа разработана в соответствии с:

- Федеральным законом от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Федеральный закон № 261-ФЗ);

- Постановлением Правительства РФ от 15 мая 2010 г. N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности";

- Приказом РСТ ХМАО-Югры от 27 марта 2020г. № 17«Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021 – 2023 годы»

- Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации»

Мониторинг программы включает в себя следующие этапы:

- - регулярный сбор и анализ информации о значениях целевых показателей, установленных Программой;
- - анализ данных о ходе реализации мероприятий Программы;
- - ежегодная отчетность о ходе реализации Программы осуществляется в соответствии с Приказом РСТ ХМАО-Югры от 27 марта 2020г. № 17 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2021 – 2023 годы»
- - ежегодная корректировка планируемых значений целевых показателей с учетом фактически достигнутых результатов реализации Программы и изменения социально-экономической ситуации;
- - корректировка мероприятий программы.

Мониторинг Программы предусматривает сопоставление и сравнение значений показателей во временном аспекте.

Анализ проводится путем сопоставления показателей за отчетный период с аналогичным показателем за предыдущий период.

Итоговая информация о ходе реализации Программы и эффективности использования финансовых средств должна содержать:

- сведения о результате реализации Программы за отчетный период;
- причины невыполнения или неполного выполнения Программы;
- данные о целевом использовании и объемах привлеченных средств бюджета и внебюджетных источников;
- сведения о соответствии результатов фактическим затратам на реализацию Программы;
- сведения о соответствии фактических показателей реализации Программы показателям, установленным при утверждении Программы.

По ежегодным результатам мониторинга осуществляется своевременная корректировка Программы.

Энергоменеджмент предприятия, пройдя добровольную сертификацию на соответствие требованиям ISO 50001:2011, подтвержден соответствующим сертификатом «ЭнергоСистема». На предприятии разработана, внедрена и сертифицирована интегрированная система менеджмента качества выполняемых работ и оказываемых услуг на соответствие требованиям международных стандартов ГОСТ Р ИСО 14001-2007 (ISO 14001:2004), ГОСТ 12.0.230-2007, OHSAS 18001:2007. Ежегодно энергоменеджмент и ИСМК предприятия успешно проходят очередной инспекционный контроль.

