ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ ПРИЮТОВСКИЙ ПОССОВЕТ МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА БЕЛЕБЕЕВСКИЙ РАЙОН РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД С 2018 ГОДА ПО 2033 ГОД

(Актуализация на 2018 год)

Книга 4

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Приютово, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

4.1. Общие положения 4
4.2. Расчетная часть 4
4.2.1. Определение расчетной теплопроизводительности котельной 4
4.2.2. Выбор основного оборудования 6
4.2.3. Выбор вспомогательного оборудования 7
4.2.3.1. Насосное оборудование 7
4.2.3.2. Установка химводоподготовки 7
4.2.4. Расчет показателей работы котельной 8
4.2.5. Расчет запаса топлива 9
4.3. Котельная №10 11
4.3.1. Описание существующего положения 11
4.3.2. Варианты развития 11
4.3.2.1. Первый вариант развития 11
Определение расчетной теплопроизводительности котельной 11
Выбор оборудования 12
Выбор основного оборудования 12
Выбор вспомогательного оборудования 14
Расчет показателей работы котельной 15
4.3.2.2. Второй вариант развития 21
Определение расчетной теплопроизводительности котельной 21
Выбор оборудования 21
Выбор основного оборудования 21
Выбор вспомогательного оборудования 23
Расчет показателей работы котельной 24
4.4. Котельная №3 31
4.4.1 Описание существующего положения 31
4.4.2. Вариант развития 31
Определение расчетной теплопроизводительности котельной 31
Выбор оборудования 32
Выбор основного оборудования 32
Выбор вспомогательного оборудования 34
Расчет показателей работы котельной 35
4.5 Воздействие предлагаемых к новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения на окружающую среду 37

4.6 Финансовые потребности в реализацию проектов 38
4.6.1. Первый вариант развития 39
4.6.2. Второй вариант развития 41

4.1. Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 « О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» должны быть решены следующие задачи:

- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 4 этажей и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде.

- Предложения по строительству источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;

- предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

- Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

4.2. Расчетная часть

4.2.1. Определение расчетной теплопроизводительности котельной

Расчетная производительность котельной определяется суммой расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимальном режиме (максимальные тепловые нагрузки) и тепловых нагрузок на горячее водоснабжение при среднем режиме и расчетных нагрузок на технологические цели при среднем режиме. При определении расчетной производительности котельной должны учитываться также расходы тепла на собственные нужды котельной, включая отопление в котельной.

Согласно [1, п. 4.2] потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

– Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

– Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

жилых и общественных зданий до 12 ^{0}С;

промышленных зданий до 8 ^{0}С.

– Третья категория - остальные потребители.

Расчетные потери теплоты в тепловых сетях следует определять как сумму тепловых потерь через изолированные поверхности трубопроводов и величины среднегодовых потерь теплоносителя.

При авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в [1, табл.1];
- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем.
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Годовые расходы теплоты жилыми и общественными зданиями [2]:

– на отопление

$$Q_{от}^{год} = 2,4 \cdot Q_{от} \cdot n_0, \text{ Гкал}$$

– на вентиляцию

$$Q_{вент}^{год} = z \cdot Q_{вент} \cdot n_0, \text{ Гкал}$$

– на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

$$Q_{ГВС}^{год} = 24 \cdot Q_{ГВС} \cdot n_0 + 24 \cdot Q_{ГВС}^{3} \cdot (n_{hy} - n_0), \text{ Гкал}$$

где

n_0 – продолжительность отопительного периода в сутках, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8 ^{0}С и ниже, принимаемому по [3, табл. 1];

n_{hy} – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения. При отсутствии данных следует принимать 350 суток;

z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимается равным 16 ч).

Суммарный годовой расход теплоты жилыми и общественными зданиями:

$$Q_{сумм} = Q_{от} + Q_{ГВС} + Q_{вент}, \quad \text{Гкал}$$

Суммарная потребность нагрузок отопления и вентиляции при аварии:

$$Q_{ов}^{авар} = 0,88 \cdot Q_{ов}, \text{ Гкал/ч}$$

где

$Q_{ов}$ – подключенная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч.

Допустимое снижение подачи теплоты принимается равным 88 %, [1, табл. 1].

Максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$Q_{ГВС}^{макс} = \kappa \cdot Q_{ГВС}^{ср}, \text{ Гкал/ч}$$

где

$Q_{ГВС}^{ср}$ – среднечасовой расход теплоты на нужды ГВС, Гкал/ч;

κ – коэффициент часовой неравномерности расхода тепла в течение суток, [2, п. 3.13].

4.2.2. Выбор основного оборудования

Количество котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность, определяются на основании технико-экономических расчетов. В котельных должна предусматриваться установка не менее двух котлов, за исключением производственных котельных второй категории, в которых допускается установка одного котла (согласно [4, п. 1.16]).

Расчетная часовая тепловая нагрузка:

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ пр} \cdot ((t_j - t_o)/(t_j - t_{o.пр})), \text{ Гкал/ч}$$

где $Q_{o\ max\ пр}$ – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

t_j – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, ^{0}С (принимается согласно [5, табл. 1]);

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, ^{0}С (согласно [3, табл.3]);

$t_{o.пр}$ – то же, по типовому или индивидуальному проекту, ^{0}С.

При этом в зимний период при выходе одного котла из строя оставшиеся котлы должны обеспечивать соблюдение требования СНиП по резервной нагрузке (согласно [6]).

4.2.3. Выбор вспомогательного оборудования

4.2.3.1. Насосное оборудование

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя:

$$G = Q \cdot 10^6 / ((t_1 - t_2) \cdot c \cdot g), \text{ м}^3/\text{ч}$$

где Q – мощность котельной, Гкал/ч;

t_1 – температура в начале участка, ^{0}С;

t_2 – температура в конце участка, ^{0}С;

c – удельная теплоемкость (c = 1 ккал/(кг·°С));

g – плотность воды, кг/м^3.

4.2.3.2. Установка химводоподготовки

Объем воды в системах теплоснабжения, V_s, м^3, при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения (согласно [1, п.6.18]), соответственно:

$$V_s = 65 \cdot Q_{o\ max\ пр}, \text{ м}^3$$

Расчетный часовой расход воды, $G_в$, м^3/ч, для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий (согласно [1, п.6.16]), соответственно:

$$G_в = 0{,}0075 \cdot G_s$$

Объем подпитки, $G_п$, м^3/ч, согласно [8, п. 6.21], составляет:

$$G_п = 0{,}0025 \cdot G_s$$

На основании полученной производительности, производим выбор установки химводоподготовки.

По полученному объему подпитки, G_n, м^3, производим выбор подпиточного насоса.

Требования к качеству питательной и котловой воды представлены в таблицах 4.2.1 и 4.2.2 соответственно [9, п. 8.2, 8.3].

Таблица 4.2.1

Требования к питательной воде

Наименование	Ед. изм.	Требования
Общие требования	-	бесцветная, прозрачная, без растворимых включений и пенообразующих веществ
Значение pH при 25°C	-	> 9,2
Прямая проводимость при 25°C	µS/см	≤ 5 % от предельного значения котловой воды
$K_{S\ 8,2}$ (значение p)	ммоль/л	0,1-0,7
окиси и гидроокиси щелочноземельных металлов	ммоль/л	< 0,01
(общая жесткость)	^{o}d	< 0,05
кислород (O_2)	мг/л	< 0,05
Кислородосвязывающее средство	мг/л	см. экспликацию
железо, общее (Fe)	мг/л	< 0,3
медь, общее (Cu)	мг/л	< 0,05
Масло, жировая смазка	мг/л	< 1
Расход $KMnO_4$	мг/л	< 10
Кремниевая кислота (SiO_2)	мг/л	≤ 5 % от предельного значения котловой воды

Таблица 4.2.2

Требования к котловой воде

Наименование	Ед. изм.	Требования
Прямая проводимость питательной воды при 25°C	µS/см	≤ 30 (с низким содержанием соли)
Общие требования	-	бесцветная, прозрачная, без растворимых включений и пенообразующих веществ
pH при 25°C	-	10,0-11,5
$K_{S\ 8,2}$ (значение p)	ммоль/л	0,1-3
окиси и гидроокиси щелочноземельных металлов	ммоль/л	< 0,01
(общая жесткость)	^{o}d	< 0,05
фосфат (PO_4^{3-})	мг/л	10-30
Кислородосвязывающее средство сульфит натрия (Na_2SO_3)	мг/л	10-20
Прямая проводимость при 25°C	µS/см	< 2000
Расход $KMnO_4$	мг/л	< 50
Кремниевая кислота (SiO_2)	мг/л	< 40

4.2.4. Расчет показателей работы котельной

– Годовой отпуск тепловой энергии на отопление:

$$Q_{год\ от+вент} = Q_{сумм} \cdot (T_{вн} - T_{ср.от.})/(T_{вн} - T_{р.от.}) \cdot Z \cdot n_o$$

где

$Q_{сумм}$ – суммарная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч;

$T_{вн}$ – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, ^{0}С;

$T_{ср.от}$ - средняя температура наружного воздуха в отопительный период, ^{0}С;

$T_{р.от}$ - расчетная температура наружного воздуха, ^{0}С;

Z - число часов работы системы отопления, ч;

n_o - Продолжительность отопительного периода, сут.

– Годовой расход натурального топлива:

$$B_{год} = Q_{год} \cdot 10^6 / Q^p_H \cdot \eta$$

где

$Q_{год}$ – суммарная годовая выработка тепловой энергии, Гкал/ч;

Q_p^H – теплотворная способность топлива, ккал/м^3;

η – КПД котельной установки.

– Годовой расход природного газа в т.у.т. (согласно [10]):

$$B_{усл} = B_{год} \cdot Q^p_H/7000$$

– Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т./Гкал:

$$B = 142,86 / \eta$$

– Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию, кВт·ч/Гкал:

$$Э = N_{эл.} / Q_{год}$$

где

$N_{эл}$ – суммарное годовое потребление электрической энергии источником, кВт·ч;

$Q_{год}$ – суммарный годовой отпуск тепловой энергии, Гкал/ч.

4.2.5. Расчет запаса топлива

При необходимости создании запаса топлива объем определяется согласно [14].

Норматив создания запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ).

ННЗТ на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива; резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или исчерпания нормативного эксплуатационного запаса топлива.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы котельной и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии.

Расчетный размер неснижаемого норматива запаса топлива (ННЗТ) определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количество суток, определяемых с учетом вида топлива и способа доставки:

$$ННЗТ = Q_{\max} \cdot H_{ср.т.} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3} \text{ тыс.т}$$

где Q_{max} – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{СР.Т.}$ – расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K – коэффициент перевода натурального топлива в условное;

T – длительность периода формирования объема несжимаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется фактическим временем, необходимым для доставки топлива от поставщика или базовых складов, и временем, необходимым на погрузо-разгрузочные работы.

Таблица 4.2.3

Количество суток необходимых для доставки топлива

Вид топлива	**Способ доставки топлива**	**Объем запаса топлива, сут.**
Твердое	Железнодорожный транспорт	14
	Автотранспорт	7
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10
	Автотранспорт	5

4.3. Котельная №10

4.3.1. Описание существующего положения

Котельная №10 предназначена для теплоснабжения объектов жилищно-коммунального сектора и объектов социальной сферы поселка городского типа.

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 58,99 Гкал/ч.

Присоединение системы отопления потребителей к тепловой сети выполнено по зависимой (элеваторной) схеме, система горячего водоснабжения – закрытая.

Подключенная тепловая нагрузка составляет 35,51 Гкал/ч, в том числе:

- отопление 33,47 Гкал/ч;
- горячее водоснабжение 2,04 Гкал/ч (среднечасовая нагрузка).

Температурный график системы теплоснабжения 130/70 ^{0}С качественного регулирования.

4.3.2. Варианты развития

Предлагается реконструкция котельной №10 вследствие того, что основное оборудование имеет значительный физический износ, нормативный срок эксплуатации основной части которого истекает. Так как в зоне действия источника увеличение тепловой нагрузки, связанной с перспективным строительством объектов, не планируется, то и увеличение установленной мощности не предвидеться.

Предлагается два развития системы теплоснабжения от данного источника тепловой энергии:

- модернизация котельной с установкой КГУ для покрытия потребности в электрической энергии на собственные нужды;
- модернизация котельной с переводом в режим работы совместного производства тепловой и электрической энергий.

4.3.2.1. Первый вариант развития

Определение расчетной теплопроизводительности котельной

Исходные данные для расчета теплопроизводительности котельной приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1

Исходные данные

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	35,51
	- отопление		33,47
	- вентиляция		-

	- ГВС		2,04
2	Тепловая нагрузка потребителей I кат.	Гкал/ч	-
3	Тепловая нагрузка потребителей II кат.	Гкал/ч	35,51
4	Собственные нужды котельной	%	1,9
5	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	%	4,09

Результаты расчета сведены в таблицу 4.3.2.

Таблица 4.3.2

Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	35,51
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	29,45
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	3,15
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,75
5	**Суммарная мощность котельной – зимний режим**	**Гкал/ч**	**39,41**

Выбор оборудования

Выбор основного оборудования

Расчетная часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ np} \cdot ((t_j - t_o)/(t_j - t_{o.np})),$$

где $Q_{o\ max\ np}$ – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

t_j – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, ^{0}С (принимается согласно таблице 1 [5]), t_j = 20 ^{0}С;

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, ^{0}С (согласно таблице 3 [3]);

$t_{o.np}$ – то же, по типовому или индивидуальному проекту, ^{0}С ($t_{o.np}$ = -35 ^{0}С).

Результаты расчета по месяцам представлены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3

Результаты расчета

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, ^{o}С	Время работы, ч	Нагрузка, $Q_{o\ max}$, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал/ч
1	январь	-15,5	744	23,64	25,36
2	февраль	-14,4	672	22,97	24,66
3	март	-7,5	744	18,78	20,24
4	апрель	4,6	720	11,41	12,46
5	май	13,6	744	5,93	6,81
6	Июнь	17,8	528	1,36	2,14

7	Июль	19,6	576	1,36	2,00
8	Август	17,9	744	1,36	1,92
9	Сентябрь	11,7	720	1,36	2,00
10	Октябрь	3,2	744	12,26	13,52
11	ноябрь	-5,1	720	17,31	18,75
12	декабрь	-11,8	744	21,39	22,99
13	Холодная пятидневка	-35	120	35,51	39,41

График изменения расчетной часовой выработки котельной по месяцам представлен на рисунке 4.3.1.

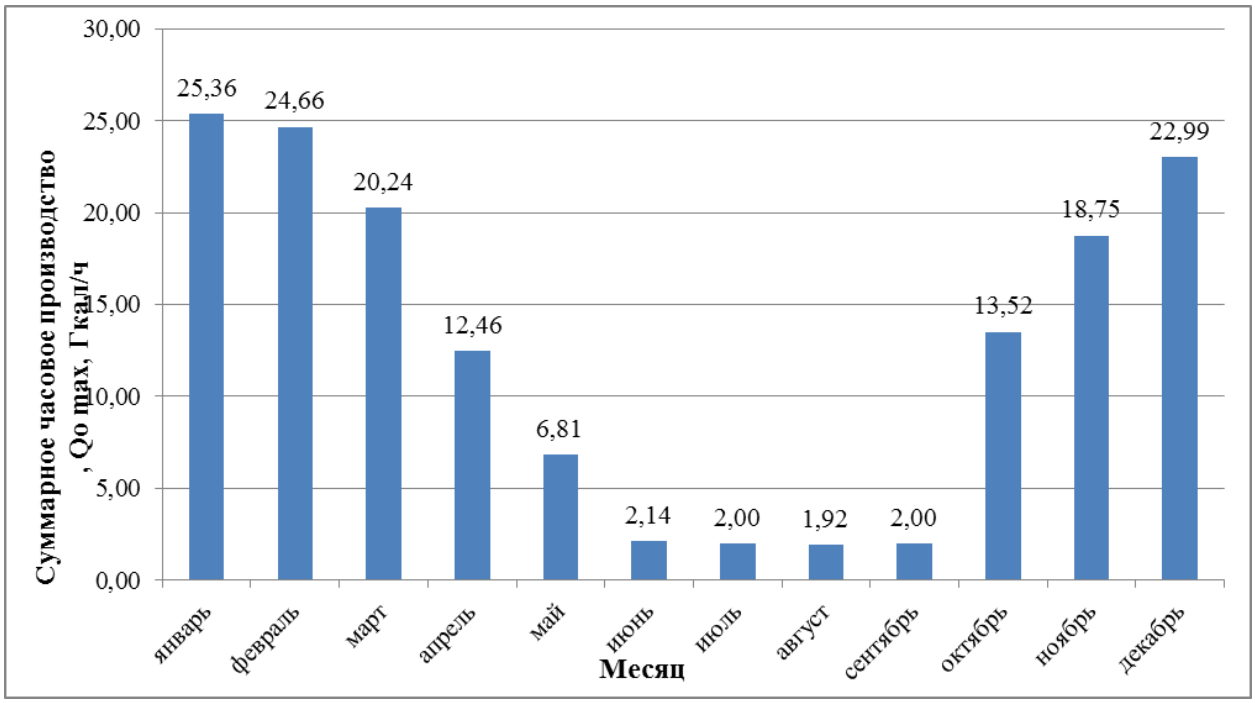

Рисунок 4.3.1 – Изменение расчетной часовой выработки теплоты, Гкал/ч

Для обеспечения полученной нагрузки предлагается установка пяти водогрейных котлов с номинальной единичной мощностью 8,0 Гкал/ч. При выходе одного котла из строя оставшиеся котлы обеспечивают требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]).

Результат выбора котлов представлен в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4

Основное оборудование

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Водогрейный	5	8,0	9304	40,0	46520
Итого					40,0	46520

Выбор вспомогательного оборудования

Насосное оборудование

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя, G, м^3/ч

$$G = 35{,}51/((130–70) \cdot 962)\cdot 10^6 = 615{,}2 \text{ м}^3/\text{ч} – \text{зимний период}$$

$$G = 1{,}36/((75\text{-}53{,}3) \cdot 993)\cdot 10^6 = 63{,}1 \text{ м}^3/\text{ч} – \text{летний период}$$

Результат выбора наиболее подходящего насосного оборудования представлен в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.5

Насосное оборудование котельной

Наименование	**Количество**	**Технические характеристики**		
		Мощность, кВт	**Напор Н, м**	**Подача Q, м3/ч**
Новое насосное оборудование				
Насос сетевой	3	70	45	320
Насос ГВС	2	18	45	65

Установка химводоподготовки

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$V_s = 65 \cdot 35{,}51 \cdot 1{,}163 = 2684{,}38 \text{ м}^3$$

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_в = 0{,}0075 \cdot 2684{,}38 = 20{,}13 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем подпитки, согласно [3], составляет:

$$G_п = 0{,}0025 \cdot 2684{,}38 = 6{,}71 \text{ м}^3/\text{ч}$$

На основании полученной объема подпитки подбираем подпиточный насос. Результат выбора представлен в таблице 4.3.6.

Таблица 4.3.6

Технические характеристики подпиточного насоса

Наименование	**Количество**	**Технические характеристики**		
		Мощность, кВт	**Напор Н, м**	**Подача Q, м3/ч**
Подпиточный насос	2	1	42	7

Расчет нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования сведен в таблицу 4.3.7.

Таблица 4.3.7

Результаты расчета нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования

Наименование	Кол-во (работающих)	Производительность, $м^3/ч$	Давление (напор), мм.вод.ст. (м)	Мощность, кВт	Продолжительность работы, ч	Затраты, кВт*ч
Новое оборудование						
Сетевой насос	2	307,5	45	116	5040	583 632
Насос ГВС	1	65	45	13	3360	43 605
Подпиточный насос	1	7	42	2	1680	2 191

Расчет показателей работы котельной

Расчетное годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной представлены в таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8

Годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Потребление электроэнергии, Nэл., кВт*ч
1	Насосное оборудование	629 428
2	Горелочные устройства	277 200
3	Тягодутьевое оборудование	171 370
4	Освещение и хозяйственно-бытовые нужды	75 460
5	**ИТОГО**	**1 153 458**

В качестве резервного предлагается использовать дизельное топливо, которое отличается отсутствием необходимости его подогрева, что снижает затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Результаты расчета нормативного запаса топлива представлены в таблице 4.3.9

.

Таблица 4.3.9

Нормативный запас топлива

Вид топлива	Способ доставки	Объем запаса топлива	
		сут.	тыс.т.
Неснижаемый нормативный запас топлива			
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10	0,628
	Автотранспорт	5	0,314
Нормативный эксплуатационный запас топлива			
Жидкое		30	1,809

Показатели работы котельной представлены в таблице 4.3.10.

Таблица 4.3.10

Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	105364,44
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	103362,52
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	7623,78
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м^3/год	13820,55
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	15844,28
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	150,38
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	153,29
8	Удельный расход электроэнергии на выработке тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	10,95

Внедрение когенерационной установки

В соответствии с современным законодательством (ФЗ № 261 от 01.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении», а также Постановление от 31.12.2009 г. № 1221 "Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд") при реконструкции и (или) строительстве новых теплоисточников тепловой мощностью свыше 5 Гкал/ч надлежит применять совмещенное производство как тепловой, так и электрической электроэнергии.

В связи с вышеизложенными требованиями, в целях покрытия электрических нужд котельной, а также отпуска параллельно вырабатываемой тепловой энергии в тепловые сети, предлагается внедрение когенерационной установки (КГУ) на базе газопоршневой установки (ГПУ) малой мощности.

Исходя из максимальной единовременной электрической нагрузки котельной (~ 205 кВт), которая наблюдается во время отопительного сезона, предлагается внедрение когенерационной установки на базе одной ГПУ электрической мощностью 249 кВт.

Технические характеристики предлагаемой КГУ представлены в таблице 4.3.11.

Таблица 4.3.11

Технические характеристики КГУ

номинальная электрическая мощность	249 кВт
полезная тепловая мощность	374 кВт (0,322 Гкал)
расход топлива (природного газа) в номинальном режиме	75 м^3/ч
КПД электрический	35,3 %
КПД тепловой	53 %
КПД общий (использования топлива)	88,3 %

Рекомендуемая минимальная постоянная мощность нагрузки КГУ представляет собой 50% номинальной мощности. Потребление приведено для природного газа с калорийностью 8000 ккал/м3 газа, при стандартных условиях (20°С, 101,325 кПа).

Реализация мероприятия

Как было обозначено ранее, основным предназначением КГУ будет являться покрытие электрических нагрузок котельной. В целях повышения экономической эффективности мероприятия, параллельно вырабатываемая посредством теплообменников тепловая энергия будет направляться на частичное покрытие тепловых нагрузок котельной.

Предполагается, что рассматриваемая установка будет эксплуатироваться во время отопительного зимнего периода (ОЗП), продолжительность которого составляет 5040 часов/год. В данный период средняя электрическая нагрузка котельной будет находиться на уровне 200-205 кВт, что обеспечит загрузку КГУ порядка 86 % от номинала. Также во время данного периода, в соответствии с рекомендуемым графиком обслуживания установки, будет производиться техническое обслуживание, что вызовет необходимость периодического останова КГУ. В периоды останова КГУ, обеспечивать котельную электроэнергией планируется от местных электросетей.

Более трудоемкие и времязатратные мероприятия по обслуживанию КГУ планируется проводить по окончанию отопительного сезона, т.к. в летний период работа установки не предусматривается ввиду низкой электрической нагрузки.

Расчетные характеристики потребления электроэнергии котельной в ОЗП представлены в таблице 4.3.12.

Таблица 4.3.12

Характеристики работы котельной в ОЗП

Средняя электрическая нагрузка котельной в ОЗП, кВт	Продолжитель-ность ОЗП, ч/год	Кол-во потребляемой ЭЭ во время ОЗП, кВт·ч	Действующий тариф на ЭЭ без НДС, руб./кВт·ч	Затраты на покупку ЭЭ в ОЗП без НДС, руб./год
204	5040	1 028 393	3,37	3 465 684

Укрупненный объем капитальных вложений на внедрение предлагаемой КГУ представлен в таблице 4.3.13.

Таблица 4.3.13

Укрупненные капитальные затраты на внедрение КГУ

№ п/п	**Объект затрат**	**Стоимость, руб.**
1	Основное оборудование КГУ	6 349 500
2	Проектные работы	317 475
3	Строительно-монтажные работы	2 412 810
4	Транспортировка	285 728

5	Пуско-наладочные работы	158 738
6	Подключения к инженерным сетям (газоснабжение, тепловые сети котельной)	1 396 890
Итого:		**10 921 140**

Примечание: в данной таблице и во всех последующих все расценки и расчетные показатели приводятся **без учета НДС*

Стоит отметить ежегодные эксплуатационные расходы, которые будут сопряжены с производством энергии когенерационной установкой. Данные расходы в соответствии с предполагаемым режимом работы КГУ приведены в таблице 4.3.14.

Таблица 4.3.14

Эксплуатационные расходы

№ п/п	Объект затрат	Затраты, руб./год
1	Затраты на покупку природного газа	1 224 833
2	Затраты на покупку масла, антифриза	84 740
3	Затраты на замену вспомогательного оборудования КГУ (свечи зажигания, масляный/газовый/воздушный фильтры, прочее)	317 475
4	Сервисное обслуживание	250 000
5	Амортизационные отчисления	546 057
6	**Итого:**	**2 423 105**

Для сервисного обслуживания КГУ необходимо заключить договор либо с компанией-поставщиком, либо с официальным представительством. Также есть возможность обучения действующего персонала котельной сотрудниками компании поставщика.

Как видно из таблицы 4.3.14, объем ежегодных эксплуатационных затрат составляет около 40 % от стоимости основного оборудования КГУ и вносит значительный вклад в себестоимость производимой энергии.

В таблице 4.3.15 представлено технико-экономическое обоснование мероприятия, с учетом капитальных вложений на ввод в эксплуатацию установки, затрат на закупку необходимого топлива, прочих эксплуатационных затрат, а также реализации вырабатываемой установкой энергии.

Стоит дополнительно отметить характеристики расчетного рабочего режима, в соответствии с которым производился технико-экономический расчет мероприятия:

- установка, как и котельная, работает только во время отопительного зимнего периода;
- продолжительность ОЗП – 5040 ч/год;
- периодичность проведения ТО составляет 1000 моточасов, продолжительность работ по ТО составляет 24 ч (сутки), соответственно, за время работы в ОЗП ТО будет производиться 4 раза;
- количество часов работы КГУ во время отопительного сезона с учетом перерывов на техническое обслуживание – 4944 ч/год;

- средняя загрузка КГУ во время ОЗП – 86 %;
- характер нагрузки постоянный;
- себестоимость вырабатываемой электрической энергии включает полную стоимость всех расходов, связанных с работой КГУ;
- вырабатываемая тепловая энергия считается «бесплатной», её реализация предполагается по расчетному тарифу котельной;
- вся вырабатываемая энергия реализовывается в полном объеме.

Таблица 4.3.15

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КГУ НА БАЗЕ ГПУ

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КГУ		
Номинальная электрическая мощность	кВт	249
Номинальная тепловая мощность	Гкал/ч	0,322
Расход газа в номинальном режиме	Нм³/ч	75
Размер капиталовложений на внедрение КГУ с учетом всех работ	руб.	**10 921 140**
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ		
Кол-во рабочих часов в году (с учетом ТО и ремонтов)	ч/год	4 944
Средняя загрузка КГУ	%	86
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	319 050
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 059 245
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	1 008 805
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	1 370
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	**1 224 833**
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	84 740
Затраты на замену вспомогательного оборудования КГУ (свечи зажигания, масляный/газовый/воздушный фильтры, прочее)	руб./год	317 475
Сервисное обслуживание	руб./год	250 000
Амортизационные отчисления	руб./год	546 057
Суммарные годовые затраты	руб./год	**2 423 105**
ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ		
Тариф на электроэнергию	руб./ кВт·ч	3,37
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,839
Расчетный тариф на тепловую энергию от котельной	руб./Гкал	950
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КГУ		
Удельная стоимость топлива	руб./кВт·ч	1,214
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,084
Удельная стоимость замены оборудования	руб./кВт·ч	0,315
Удельная стоимость сервисного обслуживания	руб./кВт·ч	0,248
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,541
Себестоимость производимой электроэнергии	**руб./кВт·ч**	**2,402**
ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ		

Затраты на покупку эквивалентного кол-ва ЭЭ по действующему тарифу	руб./год	3 399 671
Затраты на производство эквивалентного кол-ва ЭЭ КГУ	руб./год	2 423 105
Экономия при производстве ЭЭ КГУ	руб./год	976 566
Выручка от реализации произведенной ТЭ КГУ	руб./год	1 301 297
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации всей вырабатываемой энергии	**лет**	**4,8**

Как видно из таблицы 4.3.15, экономия при производстве эквивалентного количества ЭЭ КГУ в ОЗП составит порядка 980 тыс. руб, При условии реализации вырабатываемой тепловой энергии, сумма доходов от продажи тепловой энергии и экономии при выработке ЭЭ составит ~ 2,3 млн. руб.

В соответствии с расчетным режимом работы установки окупаемость, мероприятия обеспечится примерно через 5 лет. В ходе дальнейшей эксплуатации установка будет приносить прибыль.

Стоит отметить, что при отсутствии возможности реализации тепловой энергии срок окупаемости установки достигнет 15-20 лет, поэтому на стадии проектирования стоит тщательно отнестись к вопросу технического присоединения КГУ к теплоснабжающим сетям котельной.

Также немаловажным фактором в вопросе окупаемости мероприятия является характер эксплуатации установки: чем ближе к номиналу загружена установка, тем ниже будет итоговая себестоимость производимой энергии.

Капитальные затраты на строительство котельной представлены в таблице 4.3.16.

Таблица 4.3.16

Расчет капитальных затрат на модернизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	**ПИР и ПСД**	**5840**
2	**Оборудование и материалы**	**111456,4**
3	**СМР**	**46347,7**
4	**Технологические присоединения (укрупненно)**	**11145,64**
5	**Пусконаладочные и приемосдаточные испытания**	**23173,85**
6	**Всего капитальные затраты, без НДС**	**197 963,59**
7	**Непредвиденные расходы (10%)**	**19 796,36**
8	**НДС**	**39 196,79**
9	**Всего смета проекта**	**256 6,74**

4.3.2.2. Второй вариант развития

Определение расчетной теплопроизводительности котельной

Исходные данные для расчета теплопроизводительности котельной приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1

Исходные данные

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	35,51
	- отопление		33,47
	- вентиляция		-
	- ГВС		2,04
2	Тепловая нагрузка потребителей I кат.	Гкал/ч	-
3	Тепловая нагрузка потребителей II кат.	Гкал/ч	35,51
4	Собственные нужды котельной	%	1,9
5	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	%	4,09

Результаты расчета сведены в таблицу 4.3.2.

Таблица 4.3.2

Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	35,51
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	29,45
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	3,15
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,75
5	**Суммарная мощность котельной – зимний режим**	**Гкал/ч**	**39,41**

Выбор оборудования

Выбор основного оборудования

Расчетная часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ np} \cdot ((t_j - t_o)/(t_j - t_{o.np})),$$

где $Q_{o\ max\ np}$ – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

t_j – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, ^{0}С (принимается согласно таблице 1 [5]), t_j = 20 ^{0}С;

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, ^{0}С (согласно таблице 3 [3]);

$t_{o.пр}$ – то же, по типовому или индивидуальному проекту, ^{0}С ($t_{o.пр}$ = -35 ^{0}С).

Результаты расчета по месяцам представлены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3

Результаты расчета

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, ^{o}С	Время работы, ч	Нагрузка, $Q_{o\ max}$, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал/ч
1	январь	-15,5	744	23,64	25,36
2	февраль	-14,4	672	22,97	24,66
3	март	-7,5	744	18,78	20,24
4	апрель	4,6	720	11,41	12,46
5	май	13,6	744	5,93	6,81
6	Июнь	17,8	528	1,36	2,14
7	Июль	19,6	576	1,36	2,00
8	Август	17,9	744	1,36	1,92
9	Сентябрь	11,7	720	1,36	2,00
10	Октябрь	3,2	744	12,26	13,52
11	ноябрь	-5,1	720	17,31	18,75
12	декабрь	-11,8	744	21,39	22,99
13	Холодная пятидневка	-35	120	35,51	39,41

График изменения расчетной часовой выработки котельной по месяцам представлен на рисунке 4.3.1.

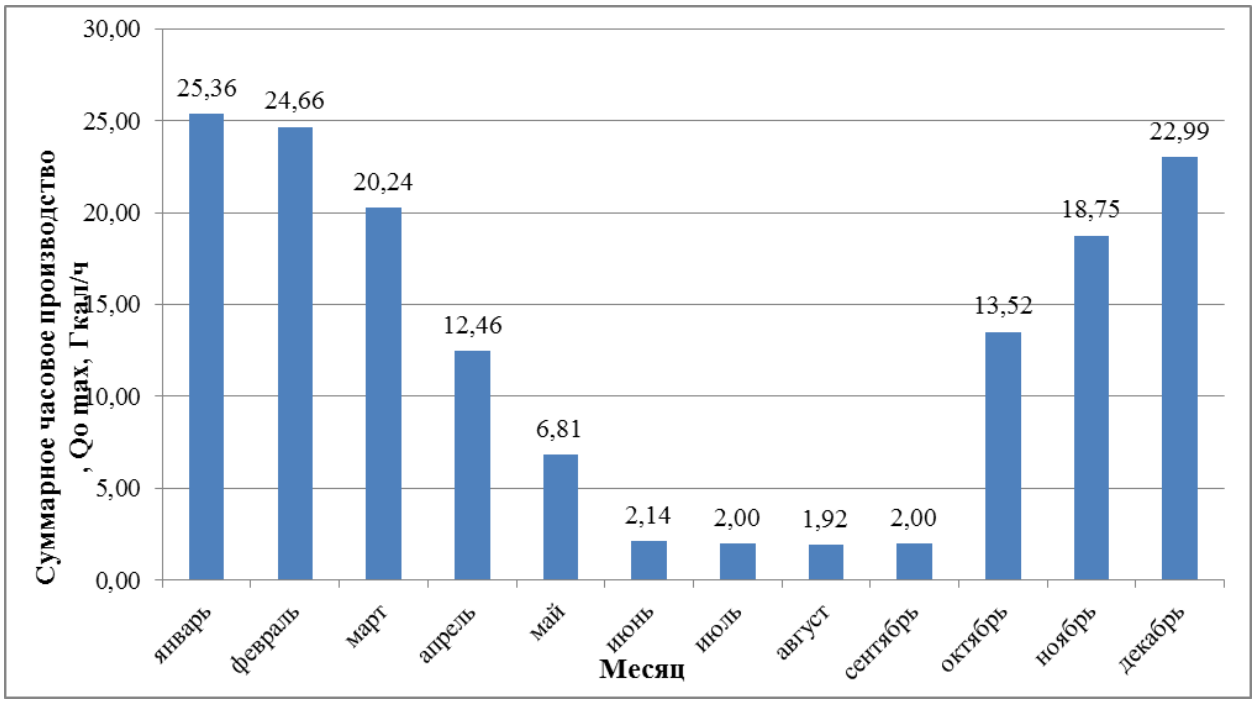

Рисунок 4.3.1 – Изменение расчетной часовой выработки теплоты, Гкал/ч

Для обеспечения полученной нагрузки предлагается:

- установка ПГУ для покрытия летней нагрузки горячего водоснабжения в размере 1,36 Гкал/ч и потребности в электрической энергии на собственные нужды котельной, избыток электрической энергии планируется отпускать в городские электрические сети;

- установка пяти водогрейных котлов с номинальной единичной мощностью 7,74 Гкал/ч. При выходе одного котла из строя оставшиеся котлы обеспечивают требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]).

Результат выбора котлов представлен в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4

Основное оборудование

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Водогрейный	5	7,74	9000	38,7	45000
2	КГУ	1	1,49	1730	1,49	1730
Итого					40,19	46730

Выбор вспомогательного оборудования

Насосное оборудование

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя, G, м^3/ч

$$G = 35{,}51/((130–70) \cdot 962)\cdot 10^6 = 615{,}2 \text{ м}^3/\text{ч} – \text{зимний период}$$

$$G = 1{,}36/((75\text{-}53{,}3) \cdot 993)\cdot 10^6 = 63{,}1 \text{ м}^3/\text{ч} – \text{летний период}$$

Результат выбора наиболее подходящего насосного оборудования представлен в таблице 4.3.5.

Таблица 4.3.5

Насосное оборудование котельной

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м3/ч
Новое насосное оборудование				
Насос сетевой	3	70	45	320
Насос ГВС	2	18	45	65

Установка химводоподготовки

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$V_s = 65 \cdot 35{,}51 \cdot 1{,}163 = 2684{,}38 \text{ м}^3$$

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_в = 0{,}0075 \cdot 2684{,}38 = 20{,}13 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем подпитки, согласно [3], составляет:

$$G_п = 0{,}0025 \cdot 2684{,}38 = 6{,}71 \text{ м}^3/\text{ч}$$

На основании полученной объема подпитки подбираем подпиточный насос. Результат выбора представлен в таблице 4.3.6.

Таблица 4.3.6

Технические характеристики подпиточного насоса

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м3/ч
Подпиточный насос	2	1	42	7

Расчет нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования сведен в таблицу 4.3.7.

Таблица 4.3.7

Результаты расчета нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования

Наименование	Кол-во (работающих)	Производительность, $м^3$/ч	Давление (напор), мм.вод.ст. (м)	Мощность, кВт	Продолжительность работы, ч	Затраты, кВт*ч
Новое оборудование						
Сетевой насос	2	307,5	45	116	5040	583 632
Насос ГВС	1	65	45	13	3360	43 605
Подпиточный насос	1	7	42	2	1680	2 191

Расчет показателей работы котельной

Расчетное годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной представлены в таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8

Годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Потребление электроэнергии, Nэл., кВт*ч
1	Насосное оборудование	629 428
2	Горелочные устройства	261 147
3	Тягодутьевое оборудование	171 370
4	Освещение и хозяйственно-бытовые нужды	75 460
5	**ИТОГО**	**1 137 405**

В качестве резервного предлагается использовать дизельное топливо, которое отличается отсутствием необходимости его подогрева, что снижает затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Результаты расчета нормативного запаса топлива представлены в таблице 4.3.9
.

Таблица 4.3.9

Нормативный запас топлива

Вид топлива	Способ доставки	Объем запаса топлива	
		сут.	тыс.т.
Неснижаемый нормативный запас топлива			
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10	0,628
	Автотранспорт	5	0,314
Нормативный эксплуатационный запас топлива			
Жидкое		30	1,809

Показатели работы котельной представлены в таблице 4.3.10.

Таблица 4.3.10

Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	105364,44
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	103362,52
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	7623,78
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м^3/год	13820,55
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	15844,28
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	150,38
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	153,29
8	Удельный расход электроэнергии на выработке тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	10,79

Внедрение когенерационной установки

В соответствии с современным законодательством (ФЗ № 261 от 01.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении», а также Постановление от 31.12.2009 г. № 1221 "Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд") при реконструкции и (или) строительстве новых теплоисточников тепловой мощностью свыше 5 Гкал/ч надлежит применять совмещенное производство как тепловой, так и электрической электроэнергии.

В связи с вышеизложенными требованиями, в целях частичного покрытия нагрузки на ГВС во время ОЗП (в летнее время – полное покрытие нагрузки ГВС), покрытия

собственных электрических нужд котельной, а также выдачи свободной электрической энергии в существующие сети, предлагается внедрение когенерационной установки (КГУ) на базе газопоршневой установки (ГПУ) малой мощности.

Исходя из летней нагрузки на ГВС котельной (1,46 Гкал/ч), предлагается внедрение когенерационной установки на базе одной ГПУ электрической мощностью 1558 кВт, тепловой мощностью – 1,49 Гкал/ч.

Технические характеристики предлагаемой КГУ представлены в таблице 4.3.11.

Таблица 4.3.11

Технические характеристики КГУ

номинальная электрическая мощность	1558 кВт
полезная тепловая мощность	1732 кВт (1,49 Гкал)
расход топлива (природного газа) в номинальном режиме	390 $м^3$/ч
КПД электрический	42,5 %
КПД тепловой	47,5 %
КПД общий (использования топлива)	89,7 %

Рекомендуемая минимальная постоянная мощность нагрузки КГУ представляет собой 50% номинальной мощности. Потребление приведено для природного газа с калорийностью 8000 ккал/м3 газа, при стандартных условиях (20°С, 101,325 кПа).

Реализация мероприятия

Как было обозначено ранее, основным предназначением КГУ будет являться покрытие части нагрузки ГВС котельной в ОЗП (2,04 Гкал/ч), а в летний период – полное покрытие нагрузки ГВС (1,46 Гкал/ч). Помимо этого, КГУ должна обеспечивать покрытие электрических нужд котельной, а также выдачу свободной электроэнергии в существующие сети.

Предполагается, что рассматриваемая установка будет эксплуатироваться в течение года, с перерывами на техническое обслуживание и проведение необходимых видов ремонта. Основная загрузка КГУ будет обеспечена за счет поставки электроэнергии в существующие электрические сети, а также собственными электрическими нуждами котельной.

Расчетные характеристики потребления электроэнергии котельной представлены в таблице 4.3.12.

Таблица 4.3.12

Характеристика потребления Э/Э котельной

Продолжительность ОЗП	Потребление ЭЭ в ОЗП	Продолжительность летнего периода	Потребление ЭЭ во время летнего периода	Действующий тариф на ЭЭ, без НДС	Затраты на покупку необходимого кол-ва ЭЭ, без НДС
ч/год	кВт·ч	ч/год	кВт·ч	руб./кВт·ч	руб./год

5 040	1 028 393	3 360	125 065	3,37	3887153

За счет КГУ, с учетом остановов на техобслуживание, будет обеспечиваться 98 % годовой потребности в электроэнергии.

Укрупненный объем капитальных вложений на внедрение предлагаемой КГУ представлен в таблице 4.3.13.

Таблица 4.3.13

Укрупненные капитальные затраты на внедрение КГУ

№ п/п	Объект затрат	Стоимость, руб.
1	Основное оборудование КГУ	39 729 000
2	Проектные работы	993 225
3	Строительно-монтажные работы	15 097 020
4	Транспортировка	1 787 805
5	Пуско-наладочные работы	516 477
6	Подключения к инженерным сетям (газоснабжение, тепловые сети котельной, электрические сети)	8 740 380
Итого:		**66 863 907**

Примечание: в данной таблице и во всех последующих все расценки и расчетные показатели приводятся* ***без учета НДС*

Стоит отметить ежегодные эксплуатационные расходы, которые будут сопряжены с производством энергии когенерационной установкой. Данные расходы в соответствии с предполагаемым режимом работы КГУ приведены в таблице 4.3.14.

Таблица 4.3.14

Эксплуатационные расходы		
№ п/п	**Объект затрат**	**Затраты, руб./год**
1	Затраты на покупку природного газа	12 796 024
2	Затраты на покупку масла, антифриза	1 065 246
3	Затраты на замену вспомогательного оборудования КГУ (свечи зажигания, масляный/газовый/воздушный фильтры, прочее)	1 986 450
4	Сервисное обслуживание	1 500 000
5	Амортизационные отчисления	3 343 195
6	**Итого:**	**20 690 915**

Для сервисного обслуживания КГУ необходимо заключить договор либо с компанией-поставщиком, либо с официальным представительством. Также есть возможность обучения действующего персонала котельной сотрудниками компании поставщика.

Как видно из таблицы 4.3.14, объем ежегодных эксплуатационных затрат составляет около 50 % от стоимости основного оборудования КГУ и вносит значительный вклад в себестоимость производимой энергии.

В таблице 4.3.15 представлено технико-экономическое обоснование мероприятия, с учетом капитальных вложений на ввод в эксплуатацию установки, затрат на закупку необходимого топлива, прочих эксплуатационных затрат, а также реализации вырабатываемой установкой энергии.

Стоит дополнительно отметить характеристики расчетного рабочего режима, в соответствии с которым производился технико-экономический расчет мероприятия:

- установка работает в течение года с перерывами на техническое обслуживание и необходимые виды ремонтов;
- периодичность проведения ТО составляет 1000 моточасов, продолжительность работ по ТО и ремонту составляет 24 ч (сутки), соответственно, в течение года установка будет прерывать работу 8 раз, а общая продолжительность простоя составит 192 ч.;
- количество часов работы КГУ в году с учетом перерывов на техническое обслуживание составит 8568 ч/год;
- средняя загрузка КГУ в течение года составит – 99 %;
- характер нагрузки постоянный: во время ОЗП котельная будет обеспечивать 13 % загрузки КГУ, остальная часть электроэнергии будет выдаваться в существующие сети; в летний период электрическая нагрузка котельной значительно понизится и будет составлять порядка 1 % номинальной мощности КГУ, соответственно, порядка 98 % производимой электроэнергии будет поставляться в электросети;
- вся свободная вырабатываемая электроэнергия (за вычетом СН КГУ) реализовывается в полном: для котельной электроэнергия бесплатна, цена продажи электроэнергии электросетевой компании определяется средневзвешенной нерегулируемой ценой по рассматриваемому региону.

Таблица 4.3.15

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КГУ НА БАЗЕ ГПУ

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КГУ		
Номинальная электрическая мощность	кВт	1558
Номинальная тепловая мощность	Гкал/ч	1,49
Расход газа в номинальном режиме	Нм³/ч	390
Размер капиталовложений на внедрение КГУ с учетом всех работ	руб.	**66 863 907**
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ		
Кол-во рабочих часов в году (с учетом ТО и ремонтов)	ч/год	8 568
Средняя загрузка КГУ	%	99,8
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	3 333 166
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	13 315 572
Полезный объем вырабатываемой электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	12 681 497
Объем электроэнергии, свободной для реализации (за вычетом СН КГУ и СН котельной)	кВт·ч/год	11 555 204
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	12 734

Объем полезнореализуемой тепловой энергии (на нужды ГВС)	Гкал/год	12 509
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	**12 796 024**
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	1 065 246
Затраты на замену вспомогательного оборудования КГУ (свечи зажигания, масляный/газовый/воздушный фильтры, прочее)	руб./год	1 986 450
Сервисное обслуживание	руб./год	1 500 000
Амортизационные отчисления	руб./год	3 343 195
Суммарные годовые затраты	руб./год	**20 690 915**
ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ		
Средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию	руб./ кВт·ч	1,346
Тариф на электроэнергию	руб./ кВт·ч	3,37
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,839
Расчетный тариф на тепловую энергию от котельной	руб./Гкал	950
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КГУ		
Удельная стоимость топлива	руб./кВт·ч	1,009
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,084
Удельная стоимость замены оборудования	руб./кВт·ч	0,157
Удельная стоимость сервисного обслуживания	руб./кВт·ч	0,118
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,264
Себестоимость производимой электроэнергии	**руб./кВт·ч**	**1,632***
ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ		
Суммарные эксплуатационные годовые затраты КГУ	руб./год	20 690 915
Выручка от реализации свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ и котельной)	руб./год	15 553 305
Выручка от реализации тепловой энергии КГУ	руб./год	11 883 816
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации всей вырабатываемой энергии	**лет**	**9,9**

* себестоимость вырабатываемой электрической энергии включает полную стоимость всех расходов, связанных с работой КГУ. Вырабатываемая тепловая энергия считается «бесплатной», её реализация предполагается по расчетному тарифу котельной

Как видно из таблицы 4.3.15, годовая выручка от реализации энергии составит: 15,5 млн. руб. от продажи электрической энергии и 11,9 млн. от реализации тепловой энергии. При суммарных годовых эксплуатационных затратах в 20 млн. руб. окупаемость мероприятия должна обеспечиться примерно через 10 лет с начала эксплуатации установки.

Капитальные затраты на строительство котельной представлены в таблице 4.3.16.

Таблица 4.3.16

Расчет капитальных затрат на модернизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	6 080
2	Оборудование и материалы	116 036,8
3	СМР	48 252,4
4	Технологические присоединения (укрупненно)	11 603,68
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	24 126,2
6	Всего капитальные затраты, без НДС	206 099,08
7	Непредвиденные расходы (10%)	20 609,91
8	НДС	40 807,62
9	Всего смета проекта	267 6,61

4.4. Котельная №3

4.4.1 Описание существующего положения

Котельная №3 предназначена для обеспечения теплоносителем в виде горячей воды и пара на нужды отопления и горячего водоснабжения противотуберкулезного диспансера. Котельная располагается по адресу: Белебеевский р-н, пос. Приютово, ул. Больничная, 1а.

Установленная мощность котельной составляет 3,63 Гкал/ч.

Присоединение системы отопления потребителей к тепловой сети выполнено по зависимой схеме.

Подключенная тепловая нагрузка составляет 0,322 Гкал/ч, в том числе:

- отопление 0,315 Гкал/ч;
- нагрузка на технологические нужды 0,007 Гкал/ч.

Температурный график системы теплоснабжения 95/70 ^{0}С качественного регулирования.

Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной представлен в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1

Существующее оборудование котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Кол-во шт.
1	Водогрейный котел	ТВГ-1,5	2
2	Паровой котел	Е-1-9Г	1
3	Насос сетевой	1,5К-6	2
4	Насос подпиточный	К65-50-160	2
5	Катионитовый фильтр	-	3
6	Солерастворитель	-	1
7	Питательный насос	НГ-1,6/16	2

4.4.2. Вариант развития

Ввиду того, что котельное оборудование котельной №3 морально и физически устарело (год ввода в эксплуатацию основного оборудования 1979-1981 год), предлагается реконструкция данной котельной.

Определение расчетной теплопроизводительности котельной

Исходные данные для расчета теплопроизводительности котельной приведены в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2

Исходные данные

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	0,322
	- отопление		0,315
	- вентиляция		-
	- ГВС		-
	- технологические нужды		0,007
2	Тепловая нагрузка потребителей I кат.	Гкал/ч	0,293
3	Тепловая нагрузка потребителей II кат.	Гкал/ч	0,029
4	Собственные нужды котельной	%	1,13
5	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	%	1,75

Результаты расчета сведены в таблицу 4.4.3.

Таблица 4.4.3

Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0,32
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	0,28
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	0,01
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,004
5	**Суммарная мощность котельной – зимний режим**	**Гкал/ч**	**0,34**

Выбор оборудования

Выбор основного оборудования

Расчетная часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ np} \cdot ((t_j - t_o)/(t_j - t_{o.np})),$$

где $Q_{o\ max\ np}$ – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

t_j – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, ^{0}С (принимается согласно таблице 1 [5]), t_j = 20 ^{0}С;

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, ^{0}С (согласно таблице 3 [3]);

$t_{o.np}$ – то же, по типовому или индивидуальному проекту, ^{0}С ($t_{o.np}$ = -35 ^{0}С).

Результаты расчета по месяцам представлены в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4

Результаты расчета

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, °С	Время работы, ч	Суммарная нагрузка, $Q_{o\ max}$, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал/ч
1	январь	-15,5	744	0,210	0,220
2	февраль	-14,4	672	0,204	0,214
3	март	-7,5	744	0,165	0,172
4	апрель	4,6	720	0,095	0,100
5	май	13,6	744	0,044	0,044
6	июнь	17,8	528	0,007	0,007
7	июль	19,6	576	0,007	0,007
8	август	17,9	744	0,007	0,007
9	сентябрь	11,7	720	0,007	0,007
10	октябрь	3,2	744	0,103	0,108
11	ноябрь	-5,1	720	0,151	0,158
12	декабрь	-11,8	744	0,189	0,198
13	Холодная пятидневка	-35	120	0,322	0,338

График изменения расчетной часовой выработки котельной по месяцам представлен на рисунке 4.4.1.

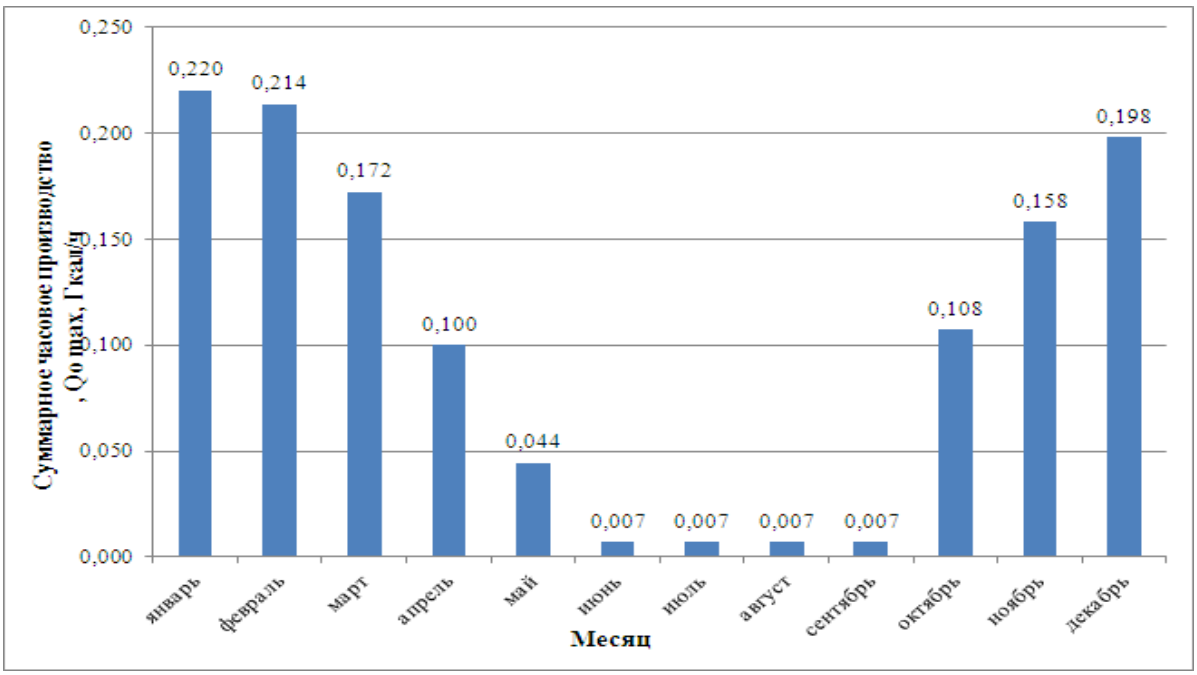

Рисунок 4.4.1 – Изменение расчетной часовой выработки теплоты, Гкал/ч

Для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной предлагается замена парового котла Е-1-9Г на паровой котел, мощностью 10 кВт, а также замена двух водогрейных котлов ТВГ-1,5 на три водогрейных котла, мощностью по 160 кВт каждый. При выходе одного котла из строя оставшиеся котлы обеспечивают требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]).

Результат выбора котлов представлен в таблице 4.4.5.

Таблица 4.4.5

Основное оборудование

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Водогрейный	3	0,138	160	0,414	480
2	Паровой	1	0,0086	10	0,0086	10
Итого					0,4226	490

Выбор вспомогательного оборудования

Насосное оборудование

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя, G, м^3/ч

$$G = 0{,}322/((95–70) \cdot 962)\cdot 10^6 = 13{,}3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Результат выбора наиболее подходящего насосного оборудования представлен в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.6

Насосное оборудование котельной

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м3/ч
Новое насосное оборудование				
Насос сетевой	2	0,55	10	15

Установка химводоподготовки

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$V_s = 65 \cdot 0{,}322 \cdot 1{,}163 = 24{,}34 \text{ м}^3$$

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_в = 0{,}0075 \cdot 24{,}34 = 0{,}18 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем подпитки, согласно [3], составляет:

$$G_п = 0{,}0025 \cdot 24{,}34 = 0{,}06 \text{ м}^3/\text{ч}$$

На основании полученной производительности, производим выбор автоматической системы дозирования реагентов (АСДР) и подпиточного насоса. Результат выбора представлен в таблицах 4.4.7 – 4.4.8.

Таблица 4.4.7

Технические характеристики АСДР

Наименование	Расчетная производительность, м3/ч	Габаритные размеры, мм			Масса комплекта с реагентом, кг
		длина	ширина	высота	
АСДР	5,0	700	700	1400	85

Таблица 4.4.8

Технические характеристики подпиточного насоса

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, $м^3/ч$
Подпиточный насос	2	1	14	1

Расчет нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования сведен в таблицу 4.4.9.

Таблица 4.4.9

Результаты расчета нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования

Наименование	Кол-во (работающих)	Производительность, $м^3/ч$	Давление (напор), мм.вод.ст. (м)	Мощность, кВт	Продолжительность работы, ч	Затраты, кВт*ч
Новое оборудование						
Сетевой насос	1	13	10	0,55	5040	3613
Подпиточный насос	1	1	14	0,55	1680	130

Расчет показателей работы котельной

Расчетное годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной представлены в таблице 4.4.10.

Таблица 4.4.10

Годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Потребление электроэнергии, Nэл., кВт*ч
1	Насосное оборудование	3 743
2	Горелочные устройства	7 560
3	Освещение и хозяйственно-бытовые нужды	565
4	**ИТОГО**	**11 868**

В качестве резервного предлагается использовать дизельное топливо, которое отличается отсутствием необходимости его подогрева, что снижает затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Результаты расчета нормативного запаса топлива представлены в таблице 4.4.11.

Таблица 4.4.11

Нормативный запас топлива

Вид топлива	Способ доставки	Объем запаса топлива	
		сут.	тыс.т.
Неснижаемый нормативный запас топлива			
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10	0,005
	Автотранспорт	5	0,003
Нормативный эксплуатационный запас топлива			
Жидкое		30	0,016

Показатели работы котельной представлены в таблице 4.4.12.

Таблица 4.4.12

Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	861,94
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	852,20
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	28,83
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м^3/год	113,06
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	129,61
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	150,38
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	152,10
8	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	13,77

Капитальные затраты на строительство котельной представлены в таблице 4.4.13.

Таблица 4.4.13

Расчет капитальных затрат на строительство котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	**ПИР и ПСД**	51,2
2	**Оборудование и материалы**	977,152
3	**СМР**	406,336
4	**Технологические присоединения (укрупненно)**	97,7152
5	**Пусконаладочные и приемосдаточные испытания**	203,168
6	**Всего капитальные затраты, без НДС**	1 735,57
7	**Непредвиденные расходы (10%)**	173,56
8	**НДС**	343,64
9	**Всего смета проекта**	2 252,77

4.5 Воздействие предлагаемых к новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения на окружающую среду

Реконструируемые и модернизируемые котельные работает на природном газе, являющимся наименее вредным видом топлива по объемам выброса вредных веществ, которыми при сжигании газа являются CO, NOx парниковые газы. На котельных планируется к установке современное высокоэффективное энергетическое оборудование. Как показывает практика, на аналогичных газовых котельных, выброс вредных веществ значительно ниже предельно-допустимых (ПДВ). При разработке проектной документации по реконструкции, модернизации котельных, высоту дымовых труб выбирать с учетом рассеивающей способности атмосферы. При эксплуатации котельных необходимо своевременно проводить режимно-наладочные испытания, не допускать отклонений от заданных режимов с целью предотвращения увеличения объемов выбросов вредных веществ.

4.6 Финансовые потребности в реализацию проектов

Финансовые потребности в реализацию проектов по строительству и реконструкции источников тепловой энергии при первом варианте развития системы теплоснабжения представлены в таблицах 4.6.1 – 4.6.3, по второму варианту развития – таблицы 4.6.4 – 4.6.6. Сводные данные представлены в книге 9 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

4.6.1. Первый вариант развития

Таблица 4.6.1

Капитальные вложения на модернизацию котельной №10, тыс. руб.

№ п/п	Статьи затрат	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
1	ПИР и ПСД	0	0	6561,24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6561,24
2	Оборудование и материалы	0	0	0	131000,30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131000,30
3	СМР	0	0	0	54987,65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54987,65
4	Технологическое присоединение	0	0	0	13149,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13149,58
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	0	0	0	27340,42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27340,42
6	Всего капитальные затраты, без НДС	0	0	6561,24	226477,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233039,19
7	Непредвиденные расходы (10%)	0	0	656,12	22647,80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23303,92
8	НДС	0	0	1299,13	44842,63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46141,76
9	Всего смета проекта	0	0	8516,49	293968,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	302484,87

Таблица 4.6.2

Капитальные вложения на модернизацию котельной №3, тыс. руб.

№ п/п	Статьи затрат	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
1	ПИР и ПСД	0	57,52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57,52
2	Оборудование и материалы	0	0	1148,50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1148,50
3	СМР	0	0	482,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482,08
4	Технологическое присоединение	0	0	115,28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,28
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	0	0	239,70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239,70
6	Всего капитальные затраты, без НДС	0	57,52	1985,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2043,08
7	Непредвиденные расходы (10%)	0	5,75	198,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	204,31
8	НДС	0	11,39	393,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404,53
9	Всего смета проекта	0	74,67	2577,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2651,92

4.6.2. Второй вариант развития

Таблица 4.6.3

Капитальные вложения на модернизацию котельной №10 с когенерацией, тыс. руб.

№ п/п	Статьи затрат	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
1	ПИР и ПСД	0	0	7213,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7213,41
2	Оборудование и материалы	0	0	0	145133,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	145133,91
3	СМР	0	0	0	60052,54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60052,54
4	Технологическое присоединение	0	0	0	14485,28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14485,29
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	0	0	0	30117,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30117,60
6	Всего капитальные затраты, без НДС	0	0	7213,41	249789,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	257002,74
7	Непредвиденные расходы (10%)	0	0	721,34	24978,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25700,27
8	НДС	0	0	1428,26	49458,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50886,54
9	Всего смета проекта	0	0	9363,01	324226,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333589,56

Таблица 4.6.4

Капитальные вложения на модернизацию котельной №3, тыс. руб.

№ п/п	Статьи затрат	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
1	ПИР и ПСД	0	57,52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57,52
2	Оборудование и материалы	0	0	1148,50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1148,50
3	СМР	0	0	482,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482,08
4	Технологическое присоединение	0	0	115,28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,28
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	0	0	239,70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239,70
6	Всего капитальные затраты, без НДС	0	57,52	1985,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2043,08
7	Непредвиденные расходы (10%)	0	5,75	198,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	204,31
8	НДС	0	11,39	393,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404,53
9	Всего смета проекта	0	74,67	2577,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2651,92

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»
2. СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения»
3. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»
4. СНиП II-35-76 «Котельные установки» (с изм.)
5. МДС 41-4-2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения»
6. Е.Л. Палей. Проектирование котельных в секторе ЖКХ (справочное практическое пособие). С-П., Газовый клуб, 2006, 157 с.
7. ТСН 41-311-2004 «Автономные источники теплоснабжения»
8. МДК -4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»
9. ПБ 10-574-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов»
10. Постановление Госкомстата РФ от 23 июня 1999 г. №46 «Об утверждении «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой»
11. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. Москва, 2002 г.
12. П ГЭ 2.3.5-2012/2. Правила заполнения энергетического паспорта топливно-энергетических ресурсов
13. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения».
14. Приказ Министерства энергетики РФ от 4 сентября 2008 г. №66 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных»