

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)
Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему Повышение энергоэффективности ГК «Парк-Отель» путем
внедрения установок комбинированной выработки электрической и тепловой
энергии

Студент	<u>А.С. Оприщенко</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Научный руководитель	<u>А.Е. Бурмутаев</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Руководитель программы	<u>к.т.н. А.Н. Черненко</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
« _____ »	_____ 20 _____ г.	

Допустить к защите

Заведующий кафедрой	<u>д.т.н., профессор В.В. Вахнина</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
« _____ »	_____ 20 _____ г.	

Тольятти 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Анализ положения существующей системы энергообеспечения комплекса	9
1.1 Характеристика системы электроснабжения	9
1.2 Расчет системы электроснабжения рассматриваемого объекта.....	10
1.3 Характеристика системы теплоснабжения.....	16
1.4 Расчет системы теплоснабжения рассматриваемого объекта	23
2 Аргументирование выбора источника собственной генерации для нормального функционирования объекта в энергетическом плане.	27
2.1 Применяемость источников собственной генерации.....	27
2.2 Классификация источников собственной генерации	29
2.2.1 Парогазовые системы	30
2.2.2 Системы с паровой турбиной обратного давления	30
2.2.3 Системы извлечения конденсата.....	31
2.2.4 Системы с газовой турбиной	32
2.2.5 Системы с газовой микротурбиной.....	32
2.2.6 Системы с двигателем Стирлинга.....	33
2.2.7 Системы с топливными элементами.....	33
2.2.8 Системы с поршневыми двигателями внутреннего сгорания.....	34
2.2.9 Когенерационные системы с использованием поршневых двигателей	36
2.3 Сравнение источников собственной генерации.....	39
2.3.1 ГПУ и ГТУ	39
2.3.2 Температурное соотношение анализируемых установок в зависимости от вырабатываемой мощности.....	43
2.3.3 КПД ГПУ и ГТУ – сравнительные характеристики.....	44
2.3.4 Влияние входного давления газа на функционирование установок	46
2.3.5 Особенности запусков ГПУ и ГТУ на параметрические характеристики	46
2.3.6 Ресурсность установок до момента их вывода в капитальный ремонт	47

2.3.7	Сравнительный анализ капитальных вложений и цен на ГПУ и ГТУ .	48
2.3.8	Выполнение требований касемо экологического аспекта в процессе эксплуатации ГПУ и ГТУ.....	48
2.3.9	Выводы по произведенному анализу установок комбинированной выработки энергии: газотурбинной и газопоршневой.....	49
3	Технико-экономическое обоснование газопоршневой электростанции	52
3.1	Ценообразование энергоресурсов	52
3.2	Экономический расчет выбранной установки	60
3.2.1	Расчет единичной мощности блок-модуля	66
3.2.2	Расчет окупаемости энергоцентра.....	67
3.2.3	Расчет себестоимости электроэнергии	70
3.2.4	Выбор котельного оборудования	72
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

ВВЕДЕНИЕ

На энергетические рынки всего мира влияет увеличение производства энергии из возобновляемых источников (электричество, отопление и охлаждение). В условиях регулярного повышения тарифов на электроэнергию, а также сокращения ресурсов, многие потребители задумываются о том, как эффективно снизить траты и обеспечить себя надежным источником генерации энергоресурсов. Особенно этот вопрос актуален среди различных компаний и промышленных предприятий, которые стремятся сократить финансовые затраты на пользование энергоресурсами, не зависеть от перебоев, происходящих в ходе работы постоянного источника, и улучшить качество электроэнергии.

На данный момент можно выделить следующие проблемы централизованного энергоснабжения:

- Систематически возрастающие тарифы
- Высокие затраты на содержание объектов централизованного энергоснабжения
- Большая протяженность инженерных сетей, что в свою очередь способствует увеличению тепловых потерь при транспортировке до 30 %, электрических до 16%
- Отсутствие возможности оперативного регулирования отпуска тепла и электроэнергии
- Значительные затраты на эксплуатацию протяженных инженерных сетей
- Техническое состояние существующих инженерных сетей и оборудования
- Социальные и экономические последствия аварий

В энергетической стратегии России на период до 2030 года одной из задач является модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры, основанной на масштабной технологической модернизации энергетического сектора в национальной экономике. Отмечается, что

энергетическая безопасность является одним из самых важных компонентов национальной безопасности. Обеспечение энергетической безопасности определяется ресурсом адекватности, экономической доступности, экологической и технологической приемлемости.

Приоритетные направления научно-технического прогресса в энергетическом секторе стратегии-2030 [27]:

- создание и внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и передачи существующего энергоснабжения на когенерационную основу;
- развитие технологий использования возобновляемых источников энергии и многофункциональные энергетические комплексы для автономного энергоснабжения в районах без централизованного энергоснабжения;
- разработка эффективных технологий энергоснабжения и теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии;
- расширение производства и использование новых видов топлива из различных видов биомассы;
- развитие малой энергетики в децентрализованной зоне энергоснабжения;
- развитие теплоснабжения в России и ее регионах на основе централизованного теплоснабжения с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок, которые имеют широкий диапазон мощности;
- оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с распределением на соответствующие зоны;
- разработка систем с централизованным распределением тепла и различными типами ресурсов, расположенных в зонах потребления тепловой энергии;
- модернизация и развитие децентрализованных систем теплоснабжения с использованием высокоэффективной когенерации;
- оснащение потребителей стационарными и мобильными тепловыми блоками в качестве резерва и (или) аварийного теплоснабжения.

Распределенная генерация имеет много преимуществ в этом контексте. Она является хорошим вариантом для будущих энергетических систем с точки зрения устойчивого развития. Распределенной генерации также благоприятствуют люди, обеспокоенные изменением климата и ростом потребительского спроса на электроэнергию. В этом плане комбинированные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) рассматриваются как эффективный способ сокращения выбросов парниковых газов за счет снижения потребления топлива по сравнению с отдельной выработкой тепла и электроэнергии.

Хорошим вариантом защиты потребителей от изменения цен на энергоносители является инвестирование в распределенную генерацию на местах для самостоятельного потребления энергии. Кроме того, распределенная генерация дает возможность продавать излишки электроэнергии другим потребителям. Снижение капитальных затрат для малых электростанций повышает целесообразность и привлекательность этого варианта.

ТЭЦ является гибкой, имеет низкие выбросы газа и обеспечивает быстрое реагирование на потребности в энергии. Конкуренция на либерализованных рынках электроэнергии создает стимулы, которые приводят к более эффективным решениям в работе энергосистем и инвестициям в источники энергии.

Способность прогнозировать цены на рынке электроэнергии важна для производителей энергии в долгосрочном стратегическом планировании. Конечной целью либерализации национальных рынков электроэнергии в Европейском союзе (ЕС) является интеграция этих рынков в общеевропейскую сеть. В ЕС уже есть несколько регионов, рынки электроэнергии которых связаны ценой [27].

В последнее время изменения на рынках электроэнергии открывают различные возможности для увеличения доходов производителей когенерации. Программирование работы комбинированных теплоэнергетических установок может быть достигнуто с помощью

операционных стратегий в зависимости от потенциальных доходов от энергетических рынков. Решение о распределении количества электроэнергии на рынках электроэнергии должно приниматься после детального анализа режимов работы каждой когенерационной установки.

Операционные стратегии основаны на генерируемой электроэнергии в высокоэффективной когенерации и коррелированных ценах на тепло и электроэнергию для рентабельного функционирования ТЭЦ.

Собственная генерация оправдывает затраты, поскольку ее цена в 1,5-2 раза ниже энергии в централизованных сетях.

Для внедрения установок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии исследуемого объекта в данной работе необходимо:

- Произвести анализ существующей системы электро/теплоснабжения
- Разработать мероприятия по снижению потребления энергоресурсов исследуемого объекта
- Разработать мероприятия по реконструкции действующей системы электроснабжения, направленное на снижение потребления электрической энергии от централизованной сети поставщика энергоресурсов
- Выработать план, касаемо технической реализации внедрения установок по комбинированной выработке электроэнергии в действующую систему электроснабжения
- Произвести технико-экономическое обоснование мероприятий по снижению потребления электротепловой энергии от централизованной сети поставщика энергоресурсов

Исходя из вышесказанного, можно определить, что целью работы является повышение энергоэффективности ГК «Парк-Отель» путем оснащения комплекса когенерационными установками.

К задачам отнесем следующие пункты:

- Анализ положения существующей системы энергообеспечения комплекса
- Аргументирование выбора источника собственной генерации для нормального функционирования объекта в энергетическом плане.

-Технико-экономическое обоснование проектируемого источника собственной генерации на объекте.

1 Анализ положения существующей системы энергообеспечения комплекса

1.1 Характеристика системы электроснабжения

Объектом электроснабжения является отельный комплекс, расположенный в г. Сердобск, параллельно Оздоровительной улице и р. Сердоба.

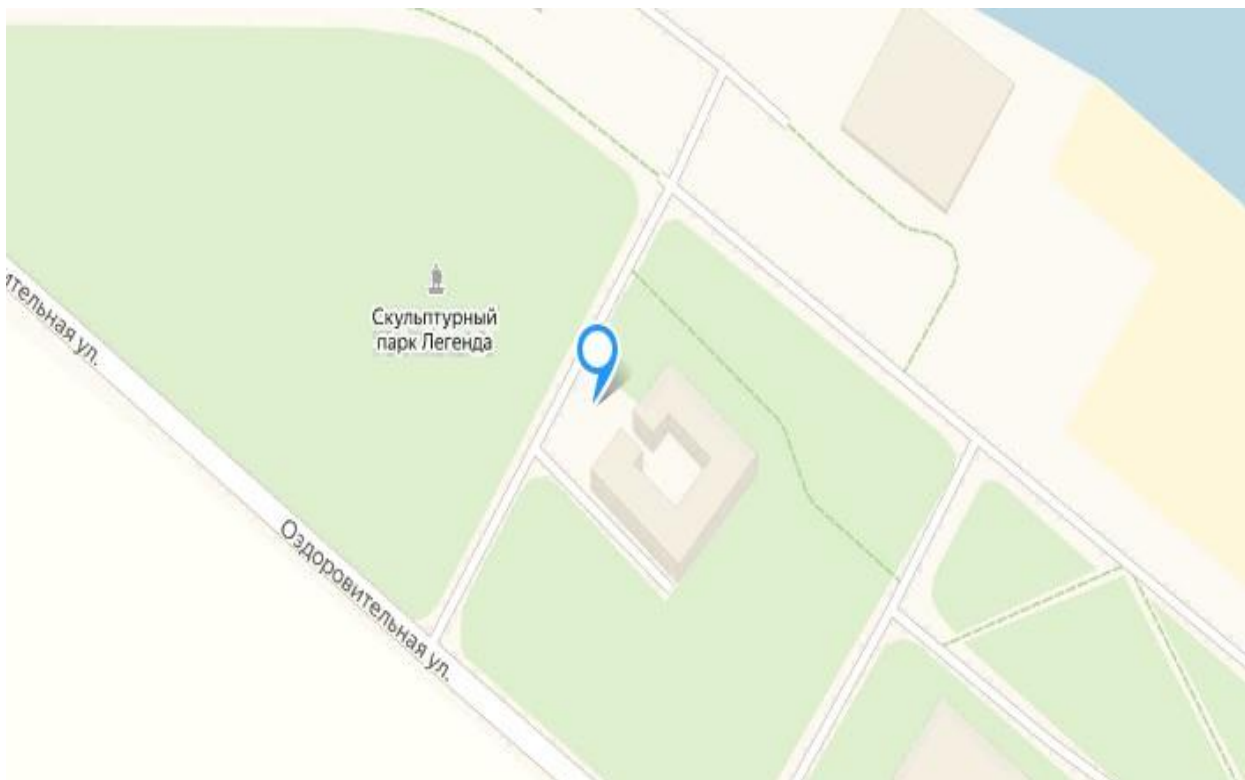


Рисунок 1.1 – Картографический план здания

Количество корпусов на территории отеля – 1.

Здание состоит из трех этажей, наружной площадью около 500 м², первый этаж гостиницы предусмотрен для использования под офисные помещения для персонала. В гостинице имеются номера различных категорий. Вмещает в себя до 100 человек (Рис. 1.1).

Системы электроснабжения такого типа зданий имеют значительное отличие от схем электроснабжения промышленных предприятий, так как схемы ЭСН административных зданий будут обладать выраженными отличительными чертами, заключающиеся в:

- большое количество рассредоточенных электроприемников малой мощности;
- маленькая доля электроприемников с высокими требованиями к категории надежности;
- большая длина протяженности электрических сетей;
- малая плотность электрических нагрузок;
- большие потери напряжения в сетях;
- большая доля однофазных потребителей, из-за чего возможна несимметрия напряжений.

Эти отличия учитывались при проектировании систем электроснабжения рассматриваемых потребителей.

В данной работе большая часть потребителей нагрузки относится к III категории надежности электроснабжения. Соответственно, снабжает здание электроэнергией $N_T=1$ трансформатор

Исследуемый объект запитывается от фидера № 3 ПС 220/110/10 кВ «Сердобск». Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1979 году и оснащает электроэнергией потребителей крупного энергоузла Пензенской области – г. Сердобск.

1.2 Расчет системы электроснабжения рассматриваемого объекта

Расчет системы электроснабжения производился методом коэффициента спроса.

Рассматриваемая система электроснабжения имеет следующее назначение групп электроприемников: бытовые, административные, коммунальные потребители, чему соответствует перечень, представленный в таблице ниже (таблица 1.1) [29]:

Таблица 1.1 – Усредненные показатели энергопотребления основных ЭП:

Наименование ЭП	Кол -во	Руст, кВт		коэффициент ы			Расчетная мощность		
		одног о	итог о	К с	cos φ	tgφ	Активн ая мощн., кВт	Реактивн ая мощн., кВАр	Полн ая мощн., кВА
1 этаж:									
Розеточная сеть	25	0,45	11,25	1	0,85	0,62	11,25	6,97	13,23
Электрочайник ScarlettSC EK27G99	1	2,2	2,2	1	0,95	0,33	2,2	0,72	2,31
КофемашинaBorkC 804	1	1,85	1,85	1	0,95	0,33	1,85	0,6	1,94
РукосушительNRG HI-TECH	2	1,65	3,3	1	0,85	0,62	3,3	2,05	3,88
Итого по 1 этажу осветительная нагрузка: 6,502 кВт									
2 этаж									

Продолжение таблицы 1.1

Розеточная сеть	32	0,45	14,4	1	0,85	0,62	14,4	8,92	17
РукоосушительNRGHI-TECH	2	1,65	3,3	1	0,85	0,62	3,3	2,05	3,88
Итого по 1 этажу осветительная нагрузка: 6,502 кВт									
2 этаж									
Розеточная сеть	32	0,45	14,4	1	0,85	0,62	14,4	8,92	17
РукоосушительNRGHI-TECH	2	1,65	3,3	1	0,85	0,62	3,3	2,05	3,88
Итого по 2 этажу осветительная нагрузка: 8,442 кВт									
3 этаж									
Розеточная сеть	32	0,45	14,4	1	0,85	0,62	14,4	8,92	17
РукоосушительNRGHI-TECH	2	1,65	3,3	1	0,85	0,62	3,3	2,05	3,88
Итого по 3 этажу осветительная нагрузка: 7,218 кВт									

Продолжение таблицы 1.1

Подвал									
Розеточная сеть	12	0,45	5,4	1	0,85	0,62	5,4	3,35	6,35
Итого по зданию осветительная нагрузка: 22,8 кВт									
Ресторан – 5,2 кВт									
Прачечная – 7,7 кВт									
Кухня – 8,4 кВт									

Расчетная нагрузка по зданию с учетом освещения при совместном питании силовой и осветительной части будет рассчитываться по формуле [14]:

$$P_p = K P_{p.o} + P_{p.c} + K1P_{p.x.c} \quad (1.1)$$

где K - коэффициент, учитывающий несовпадение расчетных максимумов нагрузок силовых электроприемников, включая холодильное оборудование и освещение [11]

$K1$ - коэффициент, зависящий от отношения расчетной нагрузки освещения к нагрузке холодильного оборудования холодильной станции

$P_{p.o}$ - расчетная нагрузка освещения, кВт;

$$P_{p.o} = P_p \cdot K_{c.o} \quad (1.2)$$

$K_{с.о}$ - коэффициент спроса для расчета нагрузок рабочего освещения питающей сети и вводов общественных зданий, при мощности 5-10 кВт следует принимать равным 0,95 [13]

$P_{р.с}$ - расчетная нагрузка силовых электроприемников без холодильных машин систем кондиционирования воздуха, кВт;

$$P_{р.с} = K_C \cdot P_{у.с} \quad (1.3)$$

K_C принимать равным 0,45

K_C для технологического оборудования принимать равным 0,75

$P_{р.х.с}$ - расчетная нагрузка холодильного оборудования систем кондиционирования воздуха, кВт.

Для 1 этажа:

$$P_p = 0,95 \cdot 6,5 \cdot 0,95 + 0,45 \cdot 25 \cdot 0,45 + 2 + 2,2 + 1,85 + 3,3 \cdot 0,75 \quad (1.4)$$

$$P_p = 17,34 \text{ кВт}$$

Коэффициент K при отношении расчетной нагрузки освещения к силовой, %: $(6,5/18,41) \cdot 100 = 35$,
принимается $K=0,95$

$$I_p = \frac{17,34}{1,73} \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 31 \text{ А} \quad (1.5)$$

Для 2 этажа:

$$P_p = 0,95(8,44 \cdot 0,95 + 0,45 \cdot 32 \cdot 0,45) = 13,77 \text{ кВт} \quad (1.6)$$

Коэффициент К при отношении расчетной нагрузки освещения к силовой, %:

$$(8,44/17,72) \cdot 100 = 47,$$

принимаем $K=0,95$

$$I_p = \frac{13,77}{1,73} \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 25 \text{ A} \quad (1.7)$$

Для 3 этажа:

$$P_p = 0,95(7,22 \cdot 0,95 + 0,45 \cdot 32 \cdot 0,45) = 12,7 \text{ кВт} \quad (1.8)$$

Коэффициент К при отношении расчетной нагрузки освещения к силовой, %:

$$(7,22/16,35) \cdot 100 = 44,$$

принимаем $K=0,95$

$$I_p = \frac{12,7}{1,73} \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 23 \text{ A} \quad (1.9)$$

Для подвала

$$P_p = 0,95(0,64 \cdot 0,95 + 0,45 \cdot 12 \cdot 0,45) = 2,8 \text{ кВт} \quad (1.10)$$

Коэффициент К при отношении расчетной нагрузки освещения к силовой, %:

$$(0,64/5,4) \cdot 100 = 12,$$

принимаем $K=0,95$

$$I_p = \frac{2,8}{1,73} \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 0,5 \text{ A} \quad (1.11)$$

Расчетная общая нагрузка и ток:

$$P_p = 17,34 + 13,77 + 12,7 + 2,8 + 5,2 + 7,7 + 8,4 = 68 \text{ кВт} \quad (1.12)$$

$$I_p = 68 \cdot 1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 12,69 \text{ А} \quad (1.13)$$

1.3 Характеристика системы теплоснабжения

На данный момент существующим источником теплоснабжения рассматриваемого комплекса является Сердобская теплосеть, котельная №15.

Данное предприятие снабжает часть города паром, горячей водой и занимается отоплением. Подробная характеристика параметров котельной приведена в таблице 1.2 [34].

Таблица 1.2 – Подробная характеристика параметров котельной

№ п/п	Место положение	Тип котельной	Теплоносит. (t°С; давлен.)	Вид топлива	Тип котлов	Дата ввода в эксплуатацию, дата последних испытаний
МУП «Сердобская теплосеть»						
21	Котельная № 10 ул.Ново-Северная	Отдельно стоящая	Горячая вода t=95/70, 70/40	Газ природный	ТВГ-1,5 – 2 шт	1964 г.
22	Котельная № 13, ул.Фрунзе,97	Отдельно стоящая	Горячая вода t=95/70	Газ природный	КСВа-0,63Гн 2 шт	1995 г.
23	Котельная № 15, Ул Нагорная, 5	Отдельно стоящая	Горячая вода t=95/70, 70/40	Газ природный	ДКВР-6,5-13, 2 шт	1985 г.

Показатели отпуска и регулировки ГВС при параметре теплоносителя 95/70 °С с нагрузкой ГВС приведены в таблице №1.3 и температурном графике на рисунке №1.1

Таблица 1.3 – Показатели отпуска и регулировки ГВС при параметре теплоносителя 95/70 °С с нагрузкой ГВС

Температура наружного воздуха	Температура воды в подающем трубопроводе	Температура воды в обратном трубопроводе	Доля нагрузки
$t_H=10^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=9^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=8^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=7^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=6^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=5^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=4^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=3^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=2^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=1^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=0^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=-1^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=-2^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%
$t_H=-3^{\circ}\text{C}$	$T_1=70^{\circ}\text{C}$	$T_2=55^{\circ}\text{C}$	62%

Продолжение таблицы 1.3

$t_H = -4^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -5^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -6^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -7^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -8^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -9^\circ\text{C}$	$T_1 = 70^\circ\text{C}$	$T_2 = 55^\circ\text{C}$	62%
$t_H = -10^\circ\text{C}$	$T_1 = 72^\circ\text{C}$	$T_2 = 56^\circ\text{C}$	64%
$t_H = -11^\circ\text{C}$	$T_1 = 73^\circ\text{C}$	$T_2 = 57^\circ\text{C}$	66%
$t_H = -12^\circ\text{C}$	$T_1 = 74^\circ\text{C}$	$T_2 = 57^\circ\text{C}$	68%
$t_H = -13^\circ\text{C}$	$T_1 = 76^\circ\text{C}$	$T_2 = 58^\circ\text{C}$	70%
$t_H = -14^\circ\text{C}$	$T_1 = 77^\circ\text{C}$	$T_2 = 59^\circ\text{C}$	72%
$t_H = -15^\circ\text{C}$	$T_1 = 79^\circ\text{C}$	$T_2 = 60^\circ\text{C}$	74%
$t_H = -16^\circ\text{C}$	$T_1 = 80^\circ\text{C}$	$T_2 = 61^\circ\text{C}$	77%
$t_H = -17^\circ\text{C}$	$T_1 = 81^\circ\text{C}$	$T_2 = 61^\circ\text{C}$	79%
$t_H = -18^\circ\text{C}$	$T_1 = 83^\circ\text{C}$	$T_2 = 63^\circ\text{C}$	81%
$t_H = -19^\circ\text{C}$	$T_1 = 84^\circ\text{C}$	$T_2 = 63^\circ\text{C}$	83%
$t_H = -20^\circ\text{C}$	$T_1 = 86^\circ\text{C}$	$T_2 = 65^\circ\text{C}$	85%

Продолжение таблицы 1.3

$t_{\text{н}}=-21^{\circ}\text{C}$	$T_1=87^{\circ}\text{C}$	$T_2=65^{\circ}\text{C}$	87%
$t_{\text{н}}=-22^{\circ}\text{C}$	$T_1=88^{\circ}\text{C}$	$T_2=66^{\circ}\text{C}$	89%
$t_{\text{н}}=-23^{\circ}\text{C}$	$T_1=90^{\circ}\text{C}$	$T_2=67^{\circ}\text{C}$	91%
$t_{\text{н}}=-24^{\circ}\text{C}$	$T_1=91^{\circ}\text{C}$	$T_2=68^{\circ}\text{C}$	94%
$t_{\text{н}}=-25^{\circ}\text{C}$	$T_1=92^{\circ}\text{C}$	$T_2=68^{\circ}\text{C}$	96%
$t_{\text{н}}=-26^{\circ}\text{C}$	$T_1=94^{\circ}\text{C}$	$T_2=70^{\circ}\text{C}$	98%
$t_{\text{н}}=-27^{\circ}\text{C}$	$T_1=95^{\circ}\text{C}$	$T_2=70^{\circ}\text{C}$	100%

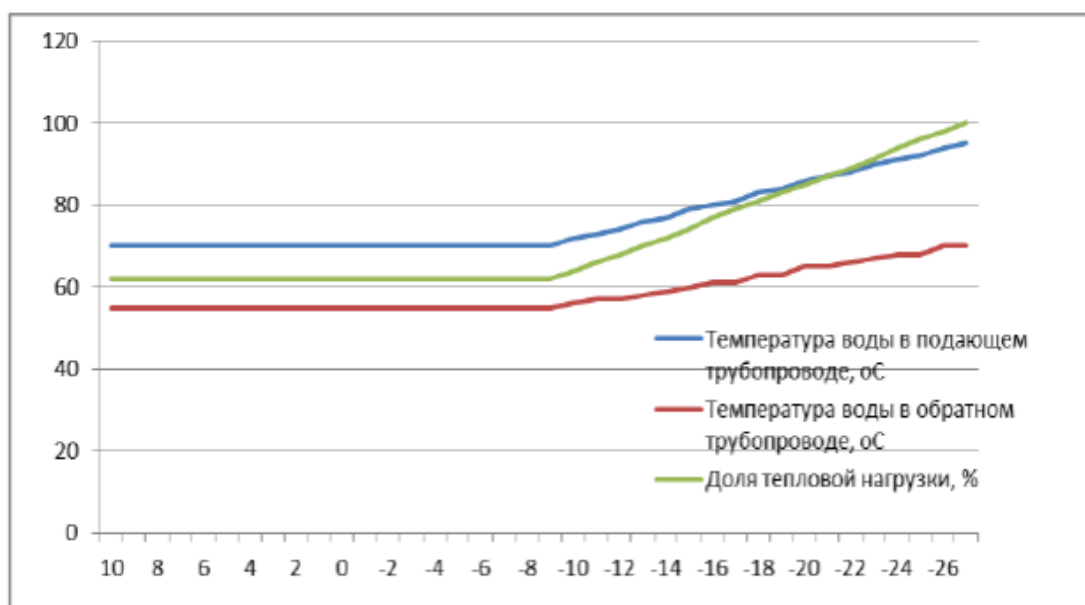


Рисунок 1.2 – Температурный график

Проложенные теплосети располагаются в надземном исполнении - на отдельно стоящих опорах, либо в подземном — в непроходных каналах.

По предварительной оценке их износ составляет от 40 до 60%

Технические параметры трубопроводов котельной №15 приведены в таблице ниже (табл. 1.4):

Таблица 1.4 – Технические параметры трубопроводов котельной №15

Диаметр, мм	Протяженность. м			Дата пуска в эксплуатацию	Тип изоляции
	Надземная прокладка на опорах	Подземная прокладка ж/бканале	Подземная прокладка в бесканальная		
1	2	3	4	5	7
МУП «Сердобская теплосеть» котельная №15					
415x10	230	x	x	1984	УРСА
270x8	1594	x	x	1984	УРСА
220x5	720	165	x	1984	УРСА
160x5	830	x	x	1984	УРСА
135x4	160	75	x	1984	УРСА
115x4	115	x	x	1984	УРСА
110x5	340	100	x	1984	УРСА
92x3,5	435	x	x	1984	УРСА
78x4	847	209	x	1984	УРСА
60x4	320	x	x	1984	УРСА
50x3,5	107	29	x	1984	УРСА
35x2,5	190	x	x	1984	УРСА

Продолжение таблицы 1.4

25x2	218	X	X	1984	УРСА
------	-----	---	---	------	------

Тепловые удлинения трубопроводов компенсируются углами поворота трассы и п-образными компенсаторами.

В котельной №15 установлены мембранные расширительные баки и сбросные клапана для защиты от переизбытка давления в теплоносителе.

Объем тепловых потерь составляет примерно 8-12%.

Потребители подключаются по зависимой схеме, автоматизация в ИТП отсутствует.

«Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии рассчитаны согласно приказа Минэнерго от 30.12.2008г №325 с изменениями на 10.08.2012г «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum(q_{\text{из.н.}} \cdot L \cdot \beta) \cdot 10^{-6} \quad (1.14)$$

где $q_{\text{из.н.}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/(чм);

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более.)

Для котельной №15 г.Сердобск рассчитаны следующие показатели:

Тепловая нагрузка:

3,74058Гкал/ч

Тепловые потери через изоляцию:

0,15479Гкал/ч

Удельный вес тепловых потерь:4%

На основании данных за 2017год, приведенных в таблице № 1.5о режиме работы источников теплогенерации, построена диаграмма с зависимостью фактического производства теплоэнергии от месяца потребления (рисунок 1.2).

Таблица 1.5 – Данные за 2017г. о режиме источников теплогенерации

Месяц 2017 год	МУП «Сердобская теплосеть» котельная №15	
	Фактическое производство тепловой энергии (Гкал)	Число часов работы (час)
Январь	1768,4	744
Февраль	1488,2	672
Март	1210,1	744
Апрель	600	492
Май	0,0	0,0
Июнь	0,0	0,0
Июль	0,0	0,0
Август	0,0	0,0
Сентябрь	0,0	0,0
Октябрь	873,5	612
Ноябрь	1315,4	720
Декабрь	1690,6	744
ВСЕГО	8946,2	4728



Рисунок 1.3 – Зависимость фактического производства теплоэнергии от месяца потребления

1.4 Расчет системы теплоснабжения рассматриваемого объекта

«Для определения теплотребления здания необходимо знать его наружный объем:

$$V^3 = S_3 \cdot h_3 \quad (1.14)$$

$$V^3 = 484 \cdot 9 = 4266 \text{ м}^3$$

Где S_3 - площадь по внешнему обводу здания, м^2 ,

Что бы определить наружную площадь здания, необходимо разбить его на простейшие геометрические фигуры, как указано на рисунке 1.4, вычислить их площадь и путем суммирования этих фигур определить искомую площадь. Данные для определения площади здания приведены в таблице 1.6.

h_3 – высота здания с учетом плит перекрытия, м

$$h_3 = h_{ном} \cdot n = 3 \cdot 3 = 9 м \quad (1.15)$$

где $h_{пом}$ - высота помещения от уровня пола до уровня пола следующего этажа

n – количество этажей в здании

Таблица 1.6 – Определение площади здания

Длина участка	A, м	Ширина участка	B, м	Площадь $S=A \times B, м^2$
А-В	12,6	1-5	30,62	385,8
В-Г	2,4	2-5	18,372	44,1
Г-Д	7,2	4-5	6,124	44,1
				Площадь застройки $S_3=484 м^2$

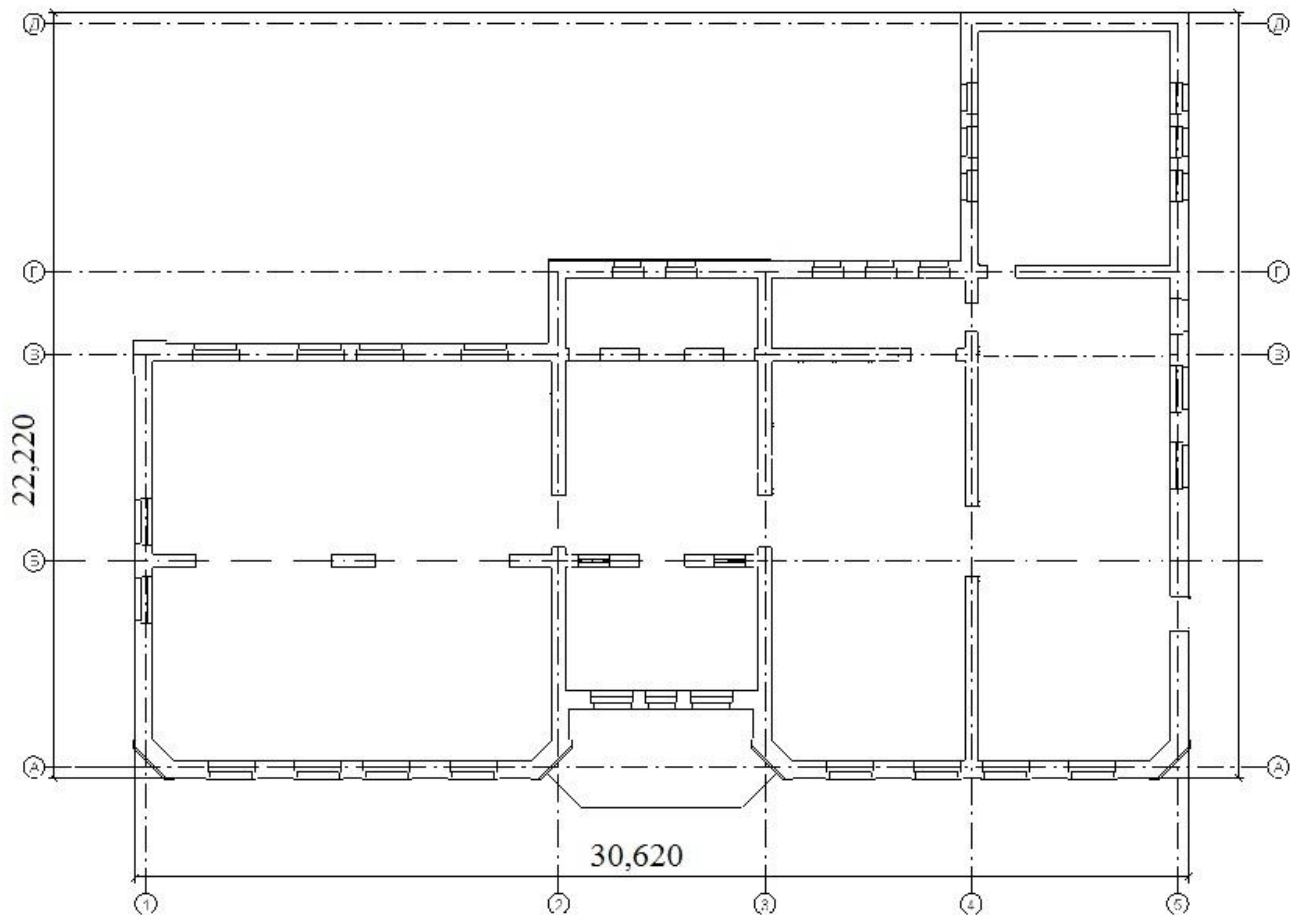


Рисунок 1.4 – План здания

После нахождения объема по наружному обмеру здания, по приближенной формуле определяется расход тепла на отопление[3]:

$$Q_{OT} = q_0 \cdot V^3 \cdot t_{вн} - t_n = 8,3 \cdot 10^{-4} \cdot 4266 \cdot 18 + 26 = 138 \text{ кВт} \quad (1.16)$$

q_0 —тепловая отопительная характеристика здания кВт/(м³·К)

$t_{вн}$ — расчетная температура воздуха внутри помещения принимается равной 18⁰С

t_n – расчетная температура наружного воздуха для Пензенской области принимается равной -26⁰С

Тепловая отопительная характеристика здания, численно равная теплопотерям на кубометр здания в единицу времени при температурной

разности наружной и внутренней температуры в 1°C определяется по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{a \cdot 10^{-3}}{8 \bar{V}} 1,54 - \frac{22}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}} = \frac{2,3 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 4266} 1,54 - \frac{22}{18 + 26} \quad (1.17)$$

$$= 8,3 \cdot 10^{-4} \text{кВт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Где a – постоянный коэффициент, для железобетонных зданий находится в пределах 2,3-2,6; принимается равным 2,3

Расход тепла на горячее водоснабжение $Q_{\text{ГВ}}$ можно принять по следующей формуле:

$$Q_{\text{ГВ}} = 0,1 \cdot Q_{\text{ОТ}} = 13,8 \text{ кВт} \quad (1.18)$$

Расход тепла на вентиляцию для подогрева воздуха в зимний сезон, можно принять по следующей формуле:

$$Q_{\text{В}} = (0,3 \sim 0,4) \cdot Q_{\text{ОТ}} = 41,44 \text{ кВт} \quad (1.19)$$

Общие тепловые нагрузки составят:

$$Q_{\text{сст}} = Q_{\text{ГВ}} + Q_{\text{ОТ}} + Q_{\text{В}} = 193,8 \text{ кВт} \quad (1.20)$$

2 Аргументирование выбора источника собственной генерации для нормального функционирования объекта в энергетическом плане.

2.1 Применяемость источников собственной генерации

Основные энергоносители, такие как электричество, тепло и холод, производятся главным образом в результате тепловых процессов с использованием химической энергии, содержащейся в твердом, жидком или газообразном топливе. Такие энергетические технологии должны соответствовать следующим технико-экологическим и экономическим спецификациям:

- характеризуются наибольшей эффективностью в переработке энергии,
- обладают наиболее выгодными показателями экономической рентабельности, т. е. имеют короткий срок возврата инвестиций и обеспечивают высокую прибыльность,
- влияние на окружающую среду, т. е. испускание минимума токсичной пыли, газов, шума и отходов,

Реализация вышеуказанных целей зависит как от используемой нами технологии производства электроэнергии и тепла (например, применение комбинированных или отдельных систем), так и от вида используемого топлива (например, твердого, жидкого или газообразного). Комбинированные системы генерации энергии с помощью модуля газового двигателя считаются распределенными системами генерации. Нет прочно обоснованной и общепринятой терминологии в этой области.

Распределенная генерация относится к источникам энергии от 50 до 100 МВт, строительство которых не планируется централизованно. Такие источники не подлежат централизованному распределению, хотя в большинстве случаев они являются частью распределительной сети.

На практике есть примеры комбинированных систем, которые не являются частью распределительной сети и являются полностью автономными системами. Такова ситуация на кораблях, где вся

вырабатываемая энергия делится на управляющую, электрическую и тепловую энергию.

Понятие комбинированных систем шире, чем в теплофикационных системах. Это небольшие системы распределенной генерации номинальной мощности до 150 МВт, или системы, подключенные непосредственно к распределительным сетям, или системы, локализованные непосредственно в электрической сети потребителя за системой учета и выставления счетов, которые производят электроэнергию из исходной энергии (например, химической) в сочетании с выработкой тепла или холода[26].

Основная задача комбинированных систем заключается в удовлетворении спроса на энергию как обычных, так и промышленных потребителей. Такие системы, известные как ТЭЦ (комбинированная теплоэнергия), относятся к наиболее эффективным технологиям распределенной мощности инженерии и приносят многочисленные технологические и экологические преимущества. Электроэнергия, производимая в таких системах, может использоваться в здании полностью или частично продаваться другим потребителям. На основе анализа каталогических данных следует отметить, что общий КПД комбинированной системы может достигать 90%, в то время как КПД электростанции-от 30 до 40%. Преимущества работы когенерационных установок перед системой раздельной генерации приведены на рисунке 2.1.

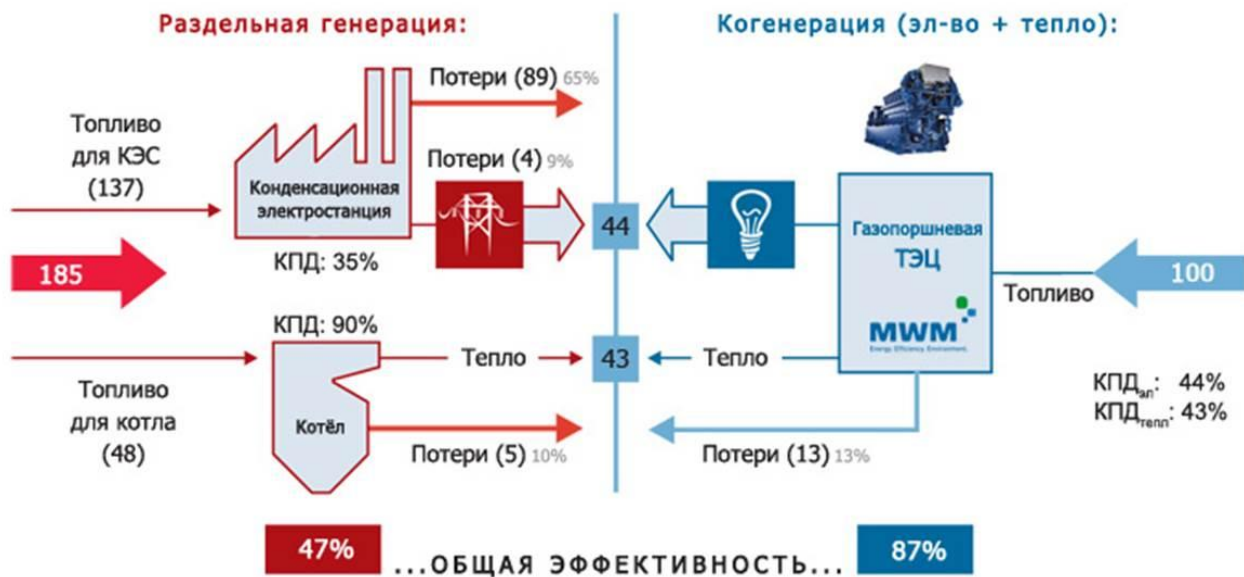


Рисунок 2.1 - Преимущества работы когенерационных установок

Пользователями комбинированных систем являются:

- коммунальные объекты (гостиницы, офисные блоки, магазины, центры),
- спортивные центры (спортивные залы, бассейны и катки),
- образовательные центры (университеты, школы),
- промышленные заводы различной специальности,
- служба здравоохранения (больницы, амбулаторно-поликлинической подопечные, санатории),
- сообщества (кластеры одно - и многоквартирные, корпус, очистные сооружения) и т. д.

2.2 Классификация источников собственной генерации

Сегодня существует множество различных технологических решений комбинированных систем:

- парогазовые системы,
- с противодавлением паровые турбины,
- с экстракционно-конденсационными паровыми турбинами,
- с газовыми турбинами,
- с газовыми микротурбинами,
- с двигателями Стирлинга,

- с топливными элементами,
- с поршневыми двигателями внутреннего сгорания,
- и другие (отвечающие критерию одновременности производства электроэнергии и тепла и/или холода).

2.2.1 Парогазовые системы

В парогазовых системах существует взаимосвязь термодинамических цепей газовой турбины и паровой турбины через выхлоп отработанное тепло используется в котле-утилизаторе. Благодаря такому расположению создается гибридная система повышенной эффективности, сочетающая в себе высокотемпературный контур, реализованный в газовой турбине с низкой температурой парообразования. Можно выделить два типа парогазовых теплоэлектростанций:

- А) системы, работающие в разомкнутом контуре-замыкание газового топливного контура происходит через окружающую атмосферу (воздух);
- Б) системы, работающие в замкнутом контуре – в такой системе циркулирует постоянное количество рабочего фактора (выхлопных газов).

Учитывая их высокие инвестиционные затраты, в Польше комбинированные парогазовые системы используются только в промышленных установках и низкоуровневой электроэнергетике, в которой они достигают мощности от 20 до 200 МВт [25].

Когенерационные системы с парогазовыми турбинами сочетают в себе преимущества газовых и паровых систем, что приводит к увеличению разности температур процесса выхода (пара) по сравнению с входным процессом (выхлопом газа), что в свою очередь повышает тепловую эффективность всей системы.

2.2.2 Системы с паровой турбиной обратного давления

Когенерационная система с паровой турбиной обратного давления является примером когенерационной системы электроэнергетики.

Такая система имеет турбину обратного давления, работающую в замкнутом контуре, снабженную разжатым перегретым паром, вырабатываемым в котле. Пройдя через турбину, пар проходит в теплообменник, где он отдает свое избыточное тепло для нагрева воды тепловой сети.

Такая система характеризуется простотой конструкции и относительно низкой потребностью в воде. Недостатком является высокая зависимость между вырабатываемой электроэнергией и спрос для получения тепла и использования только при высоких давлениях в производстве электроэнергии. Турбины обратного давления как когенерационные системы характеризуются высокой общей эффективностью. Полученный пар используется в технологических и отопительных целях. Они в основном применяются в (энергетических) промышленных установках.

2.2.3 Системы извлечения конденсата

Паровая турбина

Система когенерации с экстракционно - конденсационной турбиной работает аналогично паровой турбине обратного давления, но отличается наличием нескольких тепловых экстракций (несколько градусов экстракции пара) от турбины по мере того как одно идет к входу пара. Такое решение обеспечивает эксплуатировать более широкий спектр давлений и температур в производстве электроэнергии.

Подобно когенерационным системам с турбиной обратного давления, системы с экстракционно - конденсационной турбиной характеризуются высокой эффективностью всей системы.

Они также применяются в основном на промышленных установках (энергетических) с учетом высоких установленных мощностей и инвестиционных издержек.

2.2.4 Системы с газовой турбиной

Основные элементы системы когенерации газовой турбины: компрессор, генератор, турбина (на общем валу) и камерой сгорания между ними. Энергия получается из выхлопных газов, горящих в камере сгорания. Выхлопная турбина привода, которая в свою очередь управляет генератором и компрессором. На выходе из турбины мы получаем выхлоп, который пробивается наружу (открытая система) или проходит через теплообменник

2.2.5 Системы с газовой микротурбиной

Системы с газовыми микротурбинами представляют собой газовые турбосистемы малой мощности. Их конструкция похожа на классические газовые турбины, за исключением незначительных различий.

Однако, их мощность не превышает нескольких сотен киловатт.

Как и в классической газовой турбине, газовая микротурбина состоит из:

- механически и термически соединенных одношаговых радиальных турбины и компрессоров;
- регенеративный теплообменник между компрессором и камерой сгорания, повышая эффективность всей системы;
- высокоскоростной генератор вместе с силовой системой электронного преобразователя, позволяющий регулировать параметры энергии, вырабатываемой в соответствии с требованиями электрической сети.

Преимущества газовых микротурбин включают:

- а) малые габариты,
- б) высокая эффективность всей системы,
- в) надежность работы и простота использования,
- г) низкий уровень выбросов загрязняющих веществ,
- д) возможность поставки различных видов топлива (газообразного, жидкого),
- е) возможность работы в сетке или в изолированной системе.

Пример применения:

а) аварийное электроснабжение коммунальных предприятий (офисы, больницы)

б) источник в распределенной энергетике.

2.2.6 Системы с двигателем Стирлинга

Системы когенерации с двигателем Стирлинга с использованием поршневых тепловых двигателей с внешним сгоранием, означает, что рабочий элемент – поршень, движется в цилиндре – это поставляемая энергия от внешнего источника. Энергия передается системе извне, она становится возможна перемещать такой двигатель от произвольного источника тепла.

Источником тепла может быть процесс сжигания энергетического топлива, но также концентрированное солнечное излучение, геотермальная энергия. В основе работы двигателя Стирлинга лежит непрерывное нагревание и охлаждение, то есть непрерывная подача разности потенциалов тепла к соответствующим зонам поршня в цилиндре.

Двигатель работает в замкнутом цикле с рабочим газом, вместе с тепловой регенерацией, и сохранением постоянного объема газа (в цикле Карно).

Несмотря на то, что первые экземпляры этих двигателей были уже разработаны в 19 в., такие системы не нашли общего применения, но все еще находятся в пределах интересов конструкторов и ученых.

2.2.7 Системы с топливными элементами

Топливные элементы представляют собой гальванические элементы, вырабатывающие электрическую энергию от химической энергии на основе постоянно горючего химического топлива извне.

В отличие от классических гальванических элементов электроды не принимают непосредственного участия в электрохимических процессах, а

управляют этими процессами, поэтому их срок службы теоретически неограничен.

Время жизни электродов ограничено их структурной стабильностью, а не химической.

В топливном элементе происходит прямое превращение химической энергии в электрическую без учета тепла и пределов, возникающих в результате применения схемы Карно. Подобно обычным гальваническим ячейкам, он содержит два электрода и электролит. Реактивные вещества (топливо и окислитель) поставляются без остановок.

Помимо электрической энергии, продукт работы топливного элемента - это тепло. Достигнутая температура достигает около 200 ° С (низкотемпературные ячейки) или 1000 ° С (высокотемпературные ячейки). В настоящее время как в США, так и в Европе существуют инициативы по коммерциализации производства топливных элементов в качестве решений распределенной когенерации. Их мощность достигает 200 кВт. Наибольшие системы топливных элементов достигают мощности 11 МВт и используются в энергетике.

2.2.8 Системы с поршневыми двигателями внутреннего сгорания

Системы когенерации с поршневыми двигателями характеризуются широким диапазоном номинальной мощности, модульности, низкими капитальными и инвестиционными затратами и коротким временем строительства и монтажа [9]. Они также обеспечивают быстрый старт, гибкость при работе с нагрузкой, высокую эффективность при частичной нагрузке и высокую надежность.

Они могут использоваться в объектах с широкой полезностью в качестве источников аварийного или пикового времени, но их также можно переключать на субпиковый или даже базовый сервис, обеспечивающий мощность, теплоту или даже холод. Их основными недостатками являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и шумовые излучения.

В настоящее время в производство входят двигатели с низким уровнем выбросов с искровым зажиганием, работающие на природном газе или биогазе с низкой степенью сжатия по сравнению с двигателями с воспламенением от сжатия.

Такие двигатели характеризуются 60-80% мощности дизельных двигателей, что в конечном итоге способствует повышению инвестиционных затрат. Однако при питании от природного или биогаза они имеют более низкое давление в цилиндрах и меньшую несущую нагрузку, что, как следствие, приводит к увеличению времени эксплуатации.

Основной модуль когенерации с поршневыми двигателями состоит из:

- система, генерирующая электроэнергию (генератор) и тепло;
- электрическая система безопасности;
- распределительные устройства вспомогательных приводов;
- установка автоматической заправки масла;
- шумоглушители на выхлопных и воздушных выходах;
- мастер-шкаф управления, обеспечивающий мониторинг и визуализацию рабочих параметров;
- система синхронизации электрической сети;
- система аварийного охлаждения;
- звуконепроницаемый корпус.

На общем валу с асинхронным генератором установлен поршневой двигатель, работающий на природном газе, пропане или биогазе. Работа такого комплекта позволяет производить электричество и тепло. В результате сгорания газа поршневой двигатель вырабатывает тепло в качестве дополнительного продукта преобразования энергии. Работа такого комплекта позволяет производить электричество и тепло.

В результате сгорания газа поршневой двигатель вырабатывает тепло в качестве дополнительного продукта преобразования энергии. Это тепло принимается от корпуса двигателя, а выхлопные газы вытесняются, затем

извлекаются контурами теплообменника, складываются и с помощью системы воды или гликоля, передаваемой на рецептор[24].

Для достижения предполагаемой температуры воды или гликоля на выходе модуля и для стабильной работы системы когенерации используется вспомогательное распределительное устройство. Это распределительное устройство управляет клапанами системы аварийного охлаждения и постоянно контролирует хладагент:

- в случае слишком горячей воды на входе в системе когенерации, она перенаправляет ее часть к дополнительной системе охлаждения;
- в случае слишком холодной воды активируется байпас, нагревая его до заданной температуры.

Для модулей ТЭЦ параметры воды принимаются при 70 ° С на входе и 90 ° С на выходе [15].

Высокотемпературное тепло получается только из дымовых газов при температуре 400-600 °С, а тепло, полученное от охлаждения блока цилиндров, не более 95 ° С .

2.2.9 Когенерационные системы с использованием поршневых двигателей

Анализ параметров рассматриваемых газовых когенерационных агрегатов с поршневыми двигателями показывает, что:

- а) наибольшее количество тепла поступает от системы охлаждения блока цилиндров и циркуляции системы охлаждения смазочного масла;
- б) дополнительное тепло извлекается путем охлаждения выхлопных газов;
- в) количество тепла, извлеченного из системы охлаждения двигателя, относительно химической энергии топлива, составляет около 30%;
- г) объем произведенной электроэнергии относительно тепла распределяется приблизительно наполовину, с небольшим преимуществом электрической мощности над тепловой мощностью;

д) регенерированное тепло наиболее часто используется для бытовой горячей воды

На основе анализа технических характеристик выбранных производителей, можно констатировать, что в настоящее время системы, связанные с компрессией доступны в широком диапазоне мощностей от 400 кВт до 5000 кВт электроэнергии и тепла. Поэтому такие системы используются в первую очередь там, где требуется меньше тепловой энергии.

В настоящее время на внутреннем рынке имеется несколько крупных поставщиков газогенераторных систем в сочетании с поршневыми двигателями, которые предлагают агрегаты, построенные с использованием комплектующих различных производителей. Функции этих систем включают в себя:

- пакет системы управления;
- обработка и визуализация функциональных процессов и управление с помощью ПК и сенсорного терминала;
- использование дополнительных функций управления (например, регулировка давления газа или выработка тепла);
- взаимодействие, контроль и управление мультипортовыми системами через Ethernet; * возможность подключения к основной системе управления;
- поддержка различных коммуникационных протоколов (например, Ethernet, profibus-сети, 964R, протокол Modbus);
- запись истории операций и событий в базе данных (от 6 месяцев);
- опциональная дистанционная система диагностики через ISDN;
- возможность уведомления оператора по текстовым сообщениям / электронной почте (отчеты, сигналы тревоги).

Системы когенерации, используемые в распределенной генерации электроэнергии, подбираются с учетом характеристик поставляемого объекта. В случае с электроэнергетикой, системы поставляют национальную электроэнергетическую систему, которая имеет

относительно жестко определенные параметры и невозможно определить параметры отдельных полученных нагрузок.

Рассматривание данной темы происходит в контексте многокритериальной оптимизации выбора комбинированных систем генерации с учетом потребностей электроснабжения объектов коммунального хозяйства, используя – помимо электричества – технологическое тепло, паровое и технологическое охлаждение.

Такое решение, помимо экономических последствий, может повысить коэффициент надежности производства электроэнергии. Использование нескольких блоков более низкой мощности может также повысить гибкость генерации электроэнергии на ежегодной основе, в зависимости от энергетических потребностей объекта питания.

Таким образом, разработанные сопутствующие технологии выработки энергии должны характеризоваться максимально возможной мощностью, модульной структурой, масштабируемостью и возможностью гибкого расширения. Кроме того, они должны отображать наиболее выгодные показатели экономической отдачи, низкого воздействия на окружающую среду за счет низких выбросов пыли, газа, сточных вод и шума, а также низкого потребления воды.

2.3 Сравнение источников собственной генерации

2.3.1 ГПУ и ГТУ

К сравнению возьмем два вида установок, популярных на рынке когенерации: газопоршневую и газотурбинную[32]:

«Издержки на затраты в случае капитального ремонта двигателя газопоршневой установки, при условии, что поршневая группа останется без изменений, будут колебаться в пределах от 30 до 350 процентов от покупной цены самой установки. Вывод в ремонт установки производится N=1 раз в семь- восемь лет. При этом диагностика проводится без необходимости в сложном оборудовании и инструментари.

Стоимость ремонта газовой турбины составляет 30-50% от первоначальных инвестиций. Как видите, затраты примерно равны. Реальные, справедливые цены на газотурбинные и поршневые агрегаты сопоставимой мощности и качества также аналогичны.

Капитальный ремонт газотурбинного агрегата из-за его сложности не производится на месте. Поставщик должен взять единицу отходов и принести замену газотурбинной установки. Старый блок можно восстановить только до заводских условий.

Всегда необходимо учитывать соблюдение графика текущего обслуживания, характера нагрузок и режимов работы силовой установки независимо от типа установленных силовых агрегатов.

Вопрос, который часто преувеличивается, о тонкости турбины для условий эксплуатации, связан с устаревшей информацией, имеющей актуальность сорок лет назад. Тогда «на земле», в качестве привода силовых установок, использовались турбины, применяемые как основной вид двигателя в отрасли авиастроения. Претерпевая незначительные изменения, газотурбинные установки адаптировали и пускали в работу как основные силовые агрегаты в составе электрической станции [22].

На сегодняшний день на электростанциях, входящих в понятие распределенной энергетики, используются промышленные турбины промышленного дизайна, предназначенные для непрерывной работы с различными нагрузками.

По заверениям производителей, максимально допустимая электрическая нагрузка газотурбинной установки в обусловленных временных пределах имеет интервальность 110-120%. Минимально допустимая электрическая нагрузка промышленной турбины находится в промежутке 3-5%, но в этом режиме расход топлива увеличивается на 40%.

Высокий уровень электрической эффективности газопоршневых установок позволяет заслуженно говорить о них как об установках, являющихся чрезвычайно полезными в решении вопроса общей энергоэффективности. «Проблемы», связанные с эксплуатацией газопоршневых установок при малых нагрузках, решаются положительно на этапе проектирования. Дизайн должен быть высокого качества.

Соблюдение рекомендованного производителем режима работы поможет сэкономить денежные средства на внеплановом ремонте владельцу миниТЭЦ, увеличит износостойкость и срок эксплуатации силового агрегата. В некоторых случаях, в проект тепловой схемы станции для выведения установки в номинальный режим работы при частичных нагрузках, включается один или два электрических котла. Это делается проектировщиками для того, что бы обеспечить 50 % нагрузки, необходимой потребителю, при работе ГПУ в неноминальном режиме.

Обеспечение резервного энергоснабжения в случае вывода оборудования в ремонт, либо на время проведения регламентных работ, является важной частью на этапе проектирования газопоршневой и газотурбинной миниТЭЦ. Рациональным подходом здесь будет соблюдение правила количества действующих и резервных установок комбинированной выработки энергии.

Предприятие, подключенное к сети, может установить только одну установку и использовать собственное электричество по себестоимости, а во время технического обслуживания оно может получать питание от общей электросети, оплачивая счетчик.

Такой вариант менее затратен, чем покупка резервного агрегата, однако имеет свои недостатки:

- на объекте проектирования электростанции возможно отсутствие общей системы электроснабжения
- подключение к электросетям общего пользования стоит немалых денег, возможно, проектирование резервного источника электроснабжения на объекте окажется выгоднее.

На мощных газопоршневых установках не существует необходимости в постоянной замене масла. При полной занятости оно полностью вырабатывается, не успев прийти в негодность. На рынке моторных масел для газопоршневых установок наиболее зарекомендовавшим себя с положительной стороны является производитель MOBIL, масло Pegasus705. Закупочная стоимость одного литра масла колеблется от 100 до 110 рублей.

В процессе технической эксплуатации долив масла для обеспечения нормальной работы газопоршневого агрегата, является важным моментом. Подобные режимы работы обеспечиваются специальной конструкцией мощных газопоршневых двигателей и рекомендуются производителем.

Угар моторного масла составляет 0,25–0,45 грамма на один произведенный киловатт в час. Угар всегда выше при снижении нагрузки. Как правило, в комплект газопоршневого двигателя входит специальный резервуар для непрерывного долива масла, и мини-лаборатория для проверки его качества и определения срока замены.

Соответственно, подлежат замене и масляные фильтры или картриджи в них.

Отработанное масло газопоршневых установок нельзя просто вылить на Землю-оно требует утилизации-это" издержки " для владельцев электростанции. Но на этом можно заработать — отработанное моторное масло закупают специализированные организации.

В современных газотурбинных установках масло используется только в редукторах. Его объем можно считать незначительным. Замена трансмиссионного масла в газовой турбине производится в среднем 1 раз в 3-5 лет, и его заправка не требуется.

Газопоршневые электростанции могут поставляться с различными ремонтными инструментами и приборами. Его наличие говорит о том, что даже все ответственные операции могут выполняться квалифицированным персоналом на местах. По сути, все ремонтные работы с газовыми турбинами могут проводиться как на заводе, так и при непосредственном участии и помощи заводских специалистов.

Примерно 3-4 раза в год свечи зажигания в устройстве газопоршневой установки необходимо менять.В соотношении со стоимостью сгенерированной электроэнергии, потребителю замена свечей будет обходиться, в среднем, в 0,015 рублей за 1кВт/ч выработанного электричества.

У поршневых единиц, в отличие от единиц газовой турбины, есть жидкое охлаждение, соответственно, персонал автономной электростанции должен постоянно контролировать уровень хладагента и выполнять периодическую замену, и если это - вода, необходимо выполнить и провести еехимическую подготовку.

Отличительной чертой газопоршневых установок является упомянутая выше специфика эксплуатации от газотурбинных агрегатов.

К тому же в ГТУ для обслуживания не требуются следующие расходные материалы и элементы:

- а)гликоль или гликольсодержащие жидкости для охлаждения,
- б)приспособление для воспламенения топливо-воздушной смеси,

- в)масло для двигателя,
- г)комплект проводов для системы зажигания,
- д)маслофильтры.

Но ГТУ не может быть восстановлена на месте и гораздо больший расход газа нельзя сравнивать с издержками на эксплуатацию и расходные материалы для поршневых установок.

2.3.2 Температурное соотношение анализируемых установок в зависимости от вырабатываемой мощности

В тот момент, когда температура окружающей среды начинает стремительно наращивать свое значение в положительных областях, значение мощности газотурбинной установки идет на убыль. Но когда температура окружающей среды начинает уходить в область отрицательных значений, электрическая мощность газотурбинной установки наоборот, возрастает.

По стандартизированным параметрам ISO, температура окружающей среды должна быть 15 градусов по Цельсию для измерения электрической мощности установки [16].

В отдельных случаях немаловажным моментом является способность газотурбинной установки генерировать в 1,5 раза больше бесплатной теплоэнергии, чем генерация теплоэнергии поршневым агрегатом при условии, что он имеет такую же мощность. Это может являться основной причиной выбора типа генерирующего агрегата, если, к примеру, в условиях коммунального хозяйства имеется необходимость в большой и равномерной выработке и дальнейшем распределении тепловой энергии (имеется ввиду децентрализованная ТЭЦ с мощностью от 50 МВт)

Ситуация будет меняться, если основной акцент будет приходиться на выработку электроэнергии и тепловая энергия не требуется в промышленных количествах. В заключение, при такой эксплуатации, будет экономически целесообразнее использовать газопоршневую установку.

Паровая турбина может использоваться в газотурбинных установках и этому способствует высокая температура на выходе миниТЭЦ.

Эксплуатация таких электростанций, имеющих в своем составе паровую турбину, производится при необходимости в большом количестве мощности. Речь идет о миниТЭЦ, чья мощность превышает 50 МегаВатт.

Данное оборудование позволяет достичь высокий электрический КПД, порядка 59%. Соответственно, оно имеет свою актуальность, если у потребителя возникает интерес извлечь максимальное количество электрической энергии при расходовании одного и того же количества топлива, питающего установку. При такой конфигурации стоимость энергокомплекса возрастает на 30-40 %, так как в эксплуатации он сложнее обычного.

2.3.3КПД ГПУ и ГТУ – сравнительные характеристики

Актуальным является значение величины коэффициента полезной деятельности когенерационной установки, ведь он оказывает существенное влияние на расходование топливного ресурса. В среднем, у газопоршневой установки величина затрат газового топлива на производство одной единицы кВт/ч электроэнергии будет иметь гораздо малые значения при любом режиме нагрузки. Исключение составляют длительные нагрузки, запретительные для ГПУ, менее 25 процентов.

Электрический КПД для ГТУ находится в интервале от 23 до 33 процентов. А в случае использования турбины с парогазовым циклом(применяется на станциях с большой (50-70 мегаватт) мощностью), величина КПД возрастает до 60 процентов. Для ГПУ электрический КПД находится в интервале от 40 до 44 процентов.

Вращение генератора происходит благодаря топливу, при сгорании производящему основную работу. Тепло, выделяемое при этом процессе, является побочным продуктом. Для того, что бы эта форма энергии не расходовалась впустую, необходимо ее правильно эксплуатировать. При этом

повышается общая энергоэффективность установки, так как тепловая энергия находит свое применение. Значение КПД всей установки повышается до 80-90 процентов.

КПД децентрализованного источника генерации не будет иметь практического значения при условии, что потребитель будет эксплуатировать тепловую энергию, вырабатываемую установкой, в полном объеме. Такой вариант развития событий является маловероятным.

Электрический коэффициент полезной деятельности уменьшается в том случае, если нагрузка будет снижена на 50 и более процентов.

Кроме того, расход топлива повышают установленные поршневые компрессоры для того, чтобы обеспечить турбинам высокое входное давление газа.

Сравнение газотурбинных установок и газопоршневых двигателей в составе мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин целесообразна на объектах, которые имеют равномерные электрические и тепловые потребности при мощности свыше 30-40 МВт.

Из вышесказанного следует, что электрический КПД силовых агрегатов разных типов имеет прямую зависимость от количества расходуемого топлива.

Основной статьей расходов является топливо, поглощаемое установками. Газотурбинные установки используют на четверть, а в некоторых случаях и на треть больше топлива, чем установки газопоршневого типа.

Соответственно, при схожей или равной стоимости самого оборудования более дешёвая электрическая энергия получается на газопоршневых установках. Газ — это основная расходная статья при эксплуатации автономной электростанции!

2.3.4 Влияние входного давления газа на функционирование установок

При применении газовых турбин является ли обязательным наличие газопровода с системой высокого давления?

В современных энергокомплексах наличие газопровода с системой высокого давления не имеет практического значения, так как на сегодняшний день все энергокомплексы оборудуются газовым компрессором, обеспечивающим любому типу когенерационной установки высокое входное давление газа.

Основной ролью компрессора является обеспечение требуемого давления эксплуатационных качеств газового топлива. Представляемые на рынках компрессоры являются агрегатами, устойчивыми к неисправностям и требующими минимального внимания в эксплуатации.

Исходя из вышесказанного, для работы в мире современных технологий газопоршневых и газотурбинных установок необходимым и достаточным условием нормального функционирования автономной электростанции будет только наличие газового топлива в удовлетворительном объеме.

Впрочем, нельзя оставить без внимания потребность дожимного компрессора в определенной доле энергии, издержки на расходные материалы и обслуживание квалифицированным персоналом. Антиномичность состоит в том, что технологически для турбин большей мощности нередко применяют поршневые компрессоры.

2.3.5 Особенности запусков ГПУ и ГТУ на параметрические характеристики

У газопоршневой установки запуск и остановку двигателя можно производить неограниченное количество раз, при этом данные процедуры не отразятся на моторесурсе агрегата. Но подшипники турбоагнетателей, клапана и тому подобное оборудование, относящееся к наиболее

нагруженным узлам установки, сократят ресурсы своей износостойчивости ввиду потери питания собственных нужд, вследствие частых пусков и останов двигателя ГПУ.

Газотурбинную установку лучше использовать в режиме непрерывной эксплуатации. Она характеризуется сложным пуском, требующим предварительный нагрев начальной температуры газа до 550 градусов по Цельсию. Если произвести быстрый пуск агрегата из холодного состояния, то возникнет проблема резких изменений термических напряжений в наиболее ответственных узлах и деталях горячего тракта ГТУ.

2.3.6 Ресурсность установок до момента их вывода в капитальный ремонт

Ресурс до капитального ремонта у газопоршневой и газотурбинной установок имеет свои различия. Так, ресурс газовой турбины достигает значения 30-40 тысяч рабочих часов, для ГПУ это значение будет колебаться в пределах 60 тысяч рабочих часов при условии нормальной эксплуатации установок [21].

В техобслуживании установок существует понятие среднего ремонта. К примеру, ремонт турбины и камеры сгорания ГТУ будет составлять 15 тысяч часов, ремонт головок цилиндров ГПУ будет составлять 30 тысяч часов.

Капитальный ремонт агрегатов имеет колоссальное расхождение в стоимости. Капремонт турбины выполняется на заводе-изготовителе. Стоимость запчастей довольно высокая, чего нельзя сказать о расходных материалах и запасных частей для ремонта ГПУ. Нужно отметить, что последняя ремонтируется на месте и отправлять на завод установку не требуется. Это сокращает время простоя оборудования и минимизирует экономические затраты.

2.3.7 Сравнительный анализ капитальных вложений и цен на ГПУ и ГТУ

Капиталовложения (доллар/кВт) в строительство тепловой электростанции с газопоршневыми двигателями в сравнении с газотурбинными установками, при мощности до 30 мегаватт будут иметь свои различия.

Если рассматривать миниТЭЦ установленной мощности 10 МВт, то стоимость станции с газовой турбиной обойдется в 10 миллионов евро, стоимость станции с газопоршневыми двигателями аналогичной мощности выйдет заказчику в 8 миллионов евро.

Входное давление газа также может не соответствовать параметрам работы установки, если речь идет о турбинном агрегате. В газопроводной сети давление подаваемого газа, в среднем, не превышает 4 атм., этого достаточно для работы ГПУ. Но недостаточно для газотурбинной установки, потому как необходимое значение параметра давления должно находиться в пределах 6-10 атмосфер. Таким образом, происходит увеличение капиталовложений за счет установки компрессорной станции.

2.3.8 Выполнение требований касательно экологического аспекта в процессе эксплуатации ГПУ и ГТУ

Газотурбинные установки имеют неоспоримые преимущества в экологическом аспекте перед установками газопоршневого типа. Это преимущество характеризуется величиной выбросов оксида азота в окружающую атмосферу. Ввиду выгорания моторного масла в газопоршневой установке и выделения опасных паров уровень выбросов в атмосферу будет отличаться на некоторое количество, чем выделяемые вредные выбросы газотурбинным агрегатом.

В службе санитарно-эпидемиологического контроля отслеживается и анализируется уровень предельно допустимой концентрации вредных веществ в месте нахождения миниТЭЦ. Затем, производится расчет

рассеивания ПДК, и на местности аудиторы проводят мониторинг общего состояния окружающей среды, что бы рассеивание вредных веществ, добавленное к общему экологическому фону, не привело к возрастанию концентрации выбросов в разрезе эвентуальных значений. Далее методом корреляции происходит выбор оптимально возможной высоты дымоходной трубы с таким расчетом, что бы выполнялись предписания СЭС.

Из-за высокой скорости двигателя в газопоршневых установках при работе появляются нежелательные вибрации и шумы низких частот. Эти проблемы устранимы путем некоторых инженерных решений, а именно: выполнение установки в шумозащитном корпусе, либо в специальном блок-контейнере.

Раздел проектной документации «Охрана окружающей среды» вместе с расчетом рассеивания ПДК вредных веществ в воздухе, включает в себя акустический расчет, это делается для того, что бы уровень шума установки не превышал предписанного санитарно-эпидемиологической службой допустимой нормы уровня шума, выражаемой в децибел.

2.3.9 Выводы по произведенному анализу установок комбинированной выработки энергии: газотурбинной и газопоршневой.

Когенерационные установки газопоршневого типа отлично подойдут в качестве источников как основного, так и аварийного и резервного питания.» [32]. При этом потребитель может обеспечить себе полностью децентрализованную систему энергоснабжения с применением нескольких источников генерации [17].

В процессе проектирования установки на объекте при потребности мощности до 40 мегаватт логично и выгодно использовать газопоршневый агрегат.

Нижеприведенная таблица (2.1) наглядно демонстрирует кратко изложенные тезисы по основным пунктам раздела выбора той или иной установки.

Таблица 2.1 – Основные различия ГПУ от ГТУ

Характеристики	ГТУ	ГПУ
Процент энергоэффективности	В интервале от 65 до 87	В интервале от 70 до 92
Мощность единичного агрегата (электрическая), МВт	В интервале от 0,25 до 300	В интервале от 0,2 до 20
Преимущества	<p>Высокая пропускная способность агрегата</p> <p>Возможность работы с использованием нескольких видов топлива</p> <p>Для охлаждения не требуется наличие водяной системы</p> <p>Сохранение уровня ПДК вредных веществ в норме из-за низкой эмиссии оксидов азота.</p>	<p>Возможность работы с использованием нескольких видов топлива</p> <p>Низкие капиталовложения за каждый произведенный кВт электроэнергии</p> <p>Способность работы при входном давлении газа менее 1 бара [20]</p> <p>Относительно малое время запуска установки</p>

Продолжение таблицы 2.1

<p>Недостатки</p>	<p>При частичной или неполной загрузке имеет малый КПД</p> <p>Высокий уровень шума.</p> <p>Проведение капитального ремонта невозможно на месте и требуется сложное оборудование, что увеличивает его стоимость</p> <p>Эффективная эксплуатация установки начинается при потреблении 5 и более МВт электрической энергии</p> <p>Требуется подготовка топлива (очистка, осушка, компрессия).</p> <p>Низкая производительность в соотношении с характеристиками ГПУ</p> <p>Относительно высокое время запуска установки</p>	<p>Мощность единичного агрегата достаточно мала относительно ГТУ</p> <p>При отсутствии потребности в тепловой энергии, требуется система охлаждения ГПУ</p> <p>Высокий уровень шума на низких частотах.</p>
-------------------	--	---

Таким образом, очевидность преимуществ использования газопоршневых агрегатов неоспорима. Соответственно, далее к рассмотрению примем когенерационную установку с газопоршневым двигателем.

3 Технико-экономическое обоснование газопоршневой электростанции

3.1 Ценообразование энергоресурсов

Первоначально, для обоснования внедрения газопоршневого агрегата, необходимо знать важный параметр – цена, по которой энергосбытовая компания продает тот или иной ресурс потребителю.

Для наглядности были приведены цены с 2016 по 2018г за тот или иной энергоресурс (таблица 3.1, 3.2, 3.3).

Таблица 3.1 – Ценовые тарифы за теплоэнергию

Наименование	2016 год	
	С 1 января 2016 года по 30 июня 2016 года	С 1 июля 2016 года по 31 декабря 2016 года
Тариф на горячую воду в системе горячего водоснабжения		
1.Компонент на холодную воду (НДС не облагается)	30,69руб. за 1 куб.м	32,61руб. за 1 куб.м
2.Компонент на тепловую энергию (без НДС)	1863,94 руб. за 1 Гкал	1966,45 руб. за 1 Гкал
Тариф на тепловую энергию в системе отопления		
1 Тепловая энергия (с НДС)	1691,28 руб. за 1 Гкал	1784,30 руб. за 1 Гкал
Наименование	2017 год	
	С 1 января 2017 года по 30 июня 2017 года	С 1 июля 2017 года по 31 декабря 2017 года

Продолжение таблицы 3.1

Тариф на горячую воду в системе горячего водоснабжения			
1.Компонент	на	32,61руб. за 1 куб.м	33,69 руб. за 1 куб.м
холодную воду (НДС не облагается)			
2.Компонент	на	1966,45 руб. за 1 Гкал	2013,93 руб. за 1 Гкал
тепловую энергию (без НДС)			
Тариф на тепловую энергию в системе отопления			
1 Тепловая энергия (с НДС)		1784,30 руб. за 1 Гкал	1875,65руб. за 1 Гкал
Наименование	2018 год		
		С 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года	С 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года
Тариф на горячую воду в системе горячего водоснабжения			
1.Компонент	на	33,69 руб. за 1 куб.м	34,61 руб. за 1 куб.м
холодную воду (НДС не облагается)			
2.Компонент	на	2013,93 руб. за 1 Гкал	2080,76 руб. за 1 Гкал
тепловую энергию (без НДС)			
Тариф на тепловую энергию в системе отопления			
1 Тепловая энергия (с НДС)		1875,65руб. за 1 Гкал	1995,69 руб. за 1 Гкал

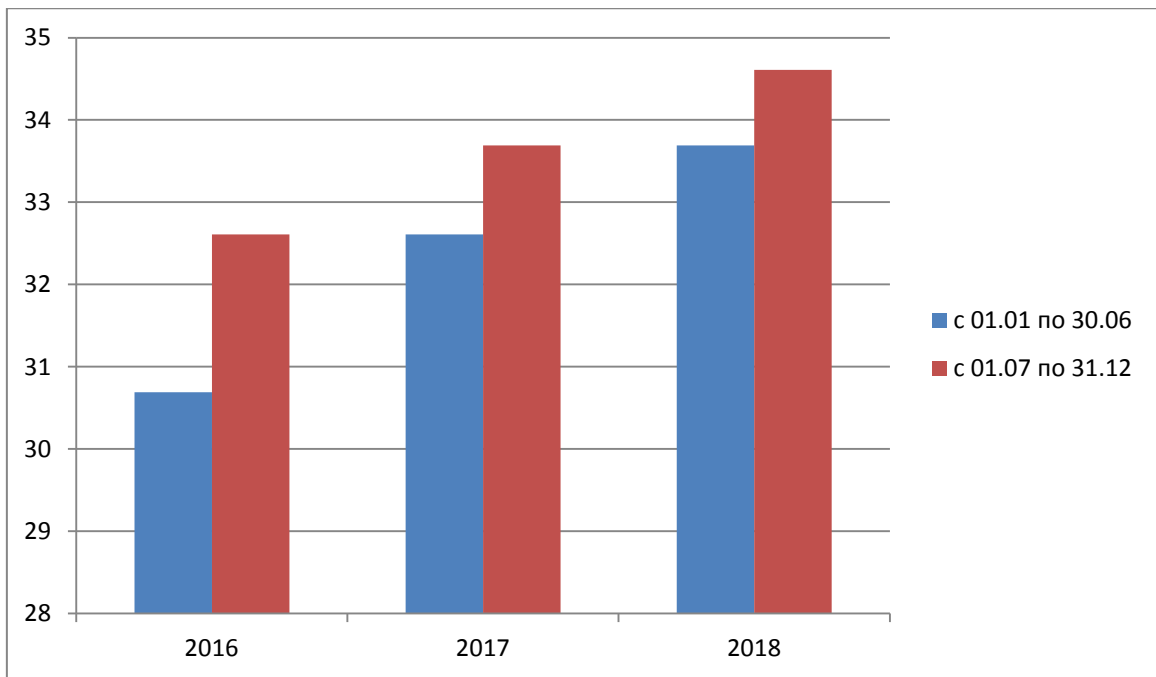


Рисунок 3.1 – График ценовых тарифов для компонента на холодную воду в системе ГВС

Данный график (рис.3.1) иллюстрирует повышение ценовых тарифов для компонента на холодную воду в системе ГВС каждые полгода в течение трех лет. В среднем, цена за один кубометр каждый год растет на 90-100 копеек.

Коэффициент прироста для компонента на холодную воду в системе ГВС составил за:

2016год – 0,94;

2017год – 0,96;

2018год – 0,97.

Вывод состоит в том, что в дальнейшем динамика роста для данного компонента очевидна.

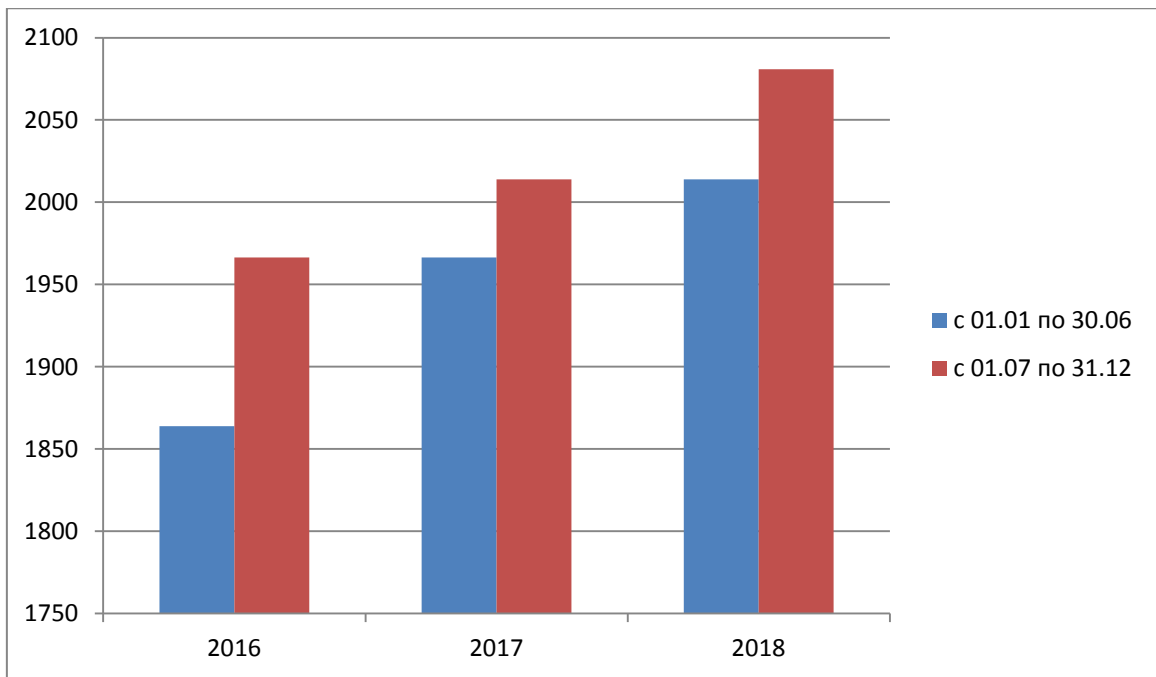


Рисунок 3.2 – График ценовых тарифов для компонента на тепловую энергию в системе ГВС

Данный график (рис.3.2) иллюстрирует повышение ценовых тарифов для компонента на тепловую энергию в системе ГВС каждые полгода в течение трех лет. В среднем, цена за одну гигакалорию каждый год растет на 90-100 рублей.

Коэффициент прироста для компонента на тепловую энергию в системе ГВС составил за:

2016год – 0,95;

2017год – 0,98;

2018год – 0,97.

Вывод состоит в том, что в дальнейшем динамика роста для данного компонента очевидна.

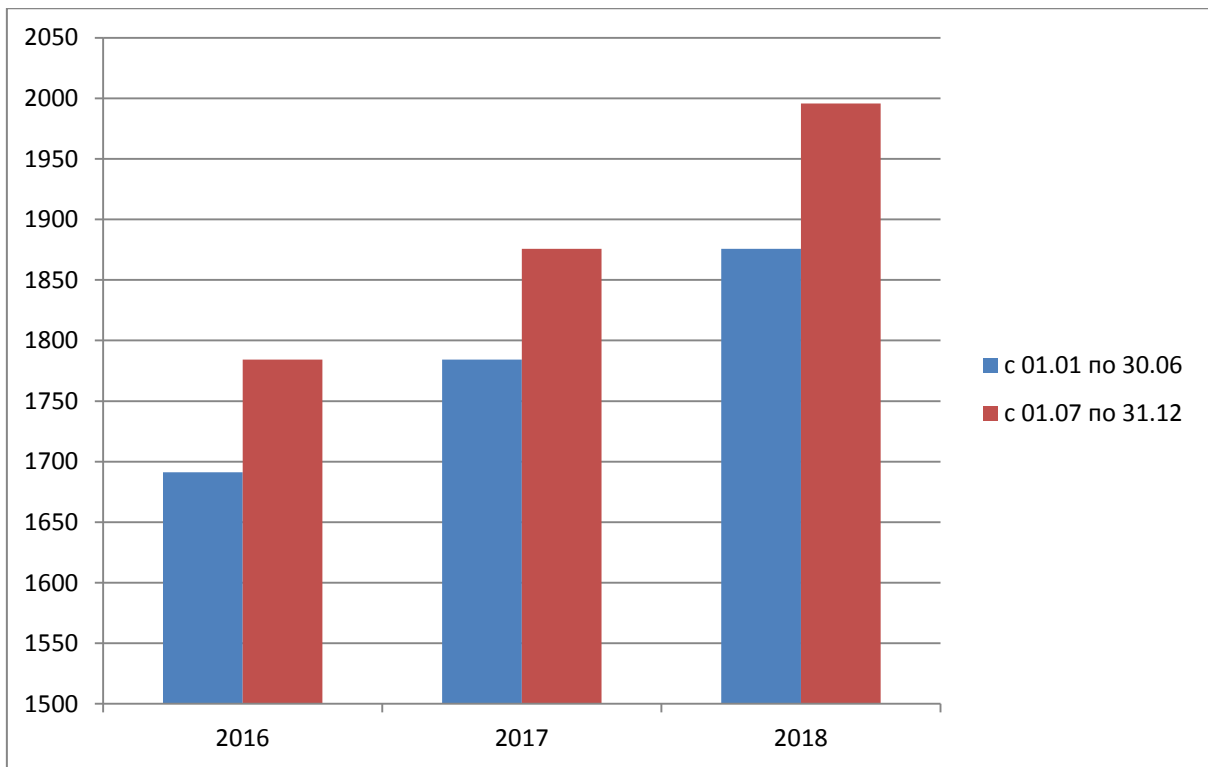


Рисунок 3.3 – График ценовых тарифов для компонента на тепловую энергию в системе отопления

Данный график (рис.3.3) иллюстрирует повышение ценовых тарифов на тепловую энергию в системе отопления каждые полгода в течение трех лет. В среднем, цена за одну гигакалорию каждый год растет на 90-100 рублей.

Коэффициент прироста для компонента на тепловую энергию в системе отопления составил за:

2016год – 0,95;

2017год – 0,95;

2018год – 0,94.

Вывод состоит в том, что коэффициент прироста за 3 года остался практически неизменным, т.е. в будущем возможно спрогнозировать изменение цен на тарифы в пределах 90-100 рублей, однако, динамика роста здесь также очевидна.

Проведем такой же анализ цен на электроэнергию на основании таблицы 3.2:

Таблица 3.2 – Ценовые тарифы за электроэнергию

Наименование	2016 год	
	С 1 января 2016 года по 30 июня 2016 года	С 1 июля 2016 года по 31 декабря 2016 года
Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток		
Дневная зона	3,18руб./кВтч	3,53руб./кВтч
Ночная зона	2,10руб./кВтч	2,25руб./кВтч
Наименование	2017 год	
	С 1 января 2016 года по 30 июня 2016 года	С 1 июля 2016 года по 31 декабря 2016 года
Дневная зона	3,53руб./кВтч	3,76руб./кВтч
Ночная зона	2,25руб./кВтч	2,35руб./кВтч
Наименование	2018 год	
	С 1 января 2016 года по 30 июня 2016 года	С 1 июля 2016 года по 31 декабря 2016 года
Дневная зона	3,76руб./кВтч	3,90руб./кВтч
Ночная зона	2,35руб./кВтч	2,44руб./кВтч

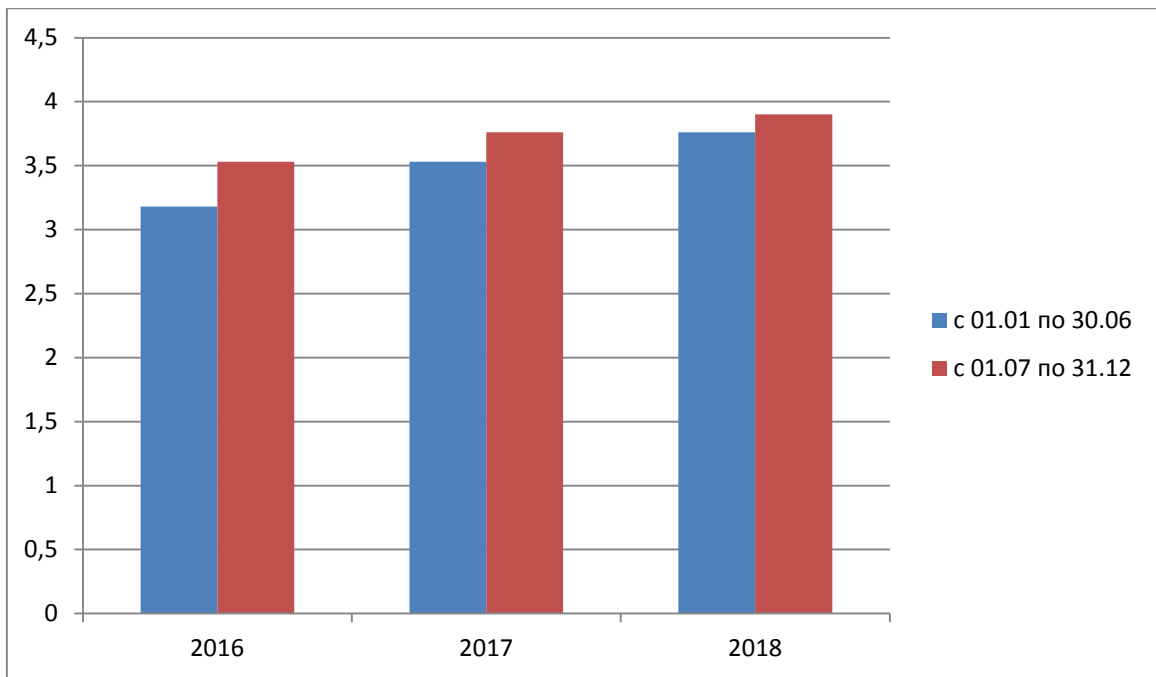


Рисунок 3.4 – График ценовых тарифов за электроэнергию для дневной зоны потребления

Данный график (рис.3.4) иллюстрирует повышение ценовых тарифов для дневной зоны потребления каждые полгода в течение трех лет. В среднем, цена за один кВтч каждый год растет на 10-40 копеек.

Коэффициент прироста для дневной зоны потребления составил за:

2016год – 0,9;

2017год – 0,94;

2018год – 0,96.

Вывод состоит в том, что в дальнейшем динамика роста цены для данной зоны очевидна.

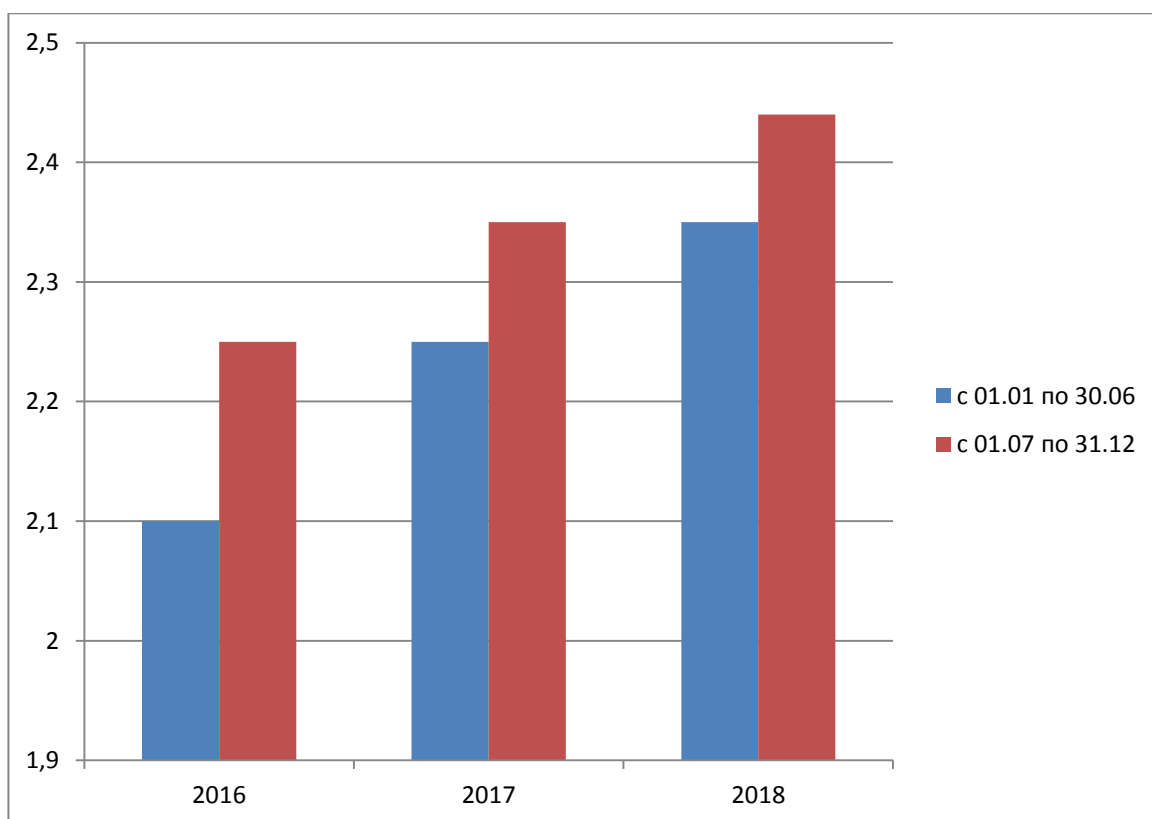


Рисунок 3.5 – График ценовых тарифов за электроэнергию для ночной зоны потребления

Данный график (рис.3.5) иллюстрирует повышение ценовых тарифов для ночной зоны потребления каждые полгода в течение трех лет. В среднем, цена за один кВтч каждый год растет на 10-20 копеек.

Коэффициент прироста для дневной зоны потребления составил за:

2016год – 0,93;

2017год – 0,95;

2018год – 0,96.

Вывод состоит в том, что в дальнейшем динамика роста цены для данной зоны очевидна.

Процесс когенерации позволяет сбавить темп роста цен на энергоресурсы, потому как в данном случае он будет зависеть только от цены поставляемого газа [19].

3.2 Экономический расчет выбранной установки

Когенерация определяет те процессы, в которых полезная электрическая энергия (или механическая энергия) и тепловая энергия одновременно возникают при сжигании топлива. Системы когенерации являются эффективными альтернативами центральным отопительным электростанциям и традиционным центральным отопительным установкам.

Когенерация - это полностью развитая технология, которая широко распространена и внедрена в промышленном секторе. В течение нескольких лет она широко используется в секторе услуг из-за неоспоримых преимуществ.

Когенерация является потенциальным источником, предназначенным для эффективного производства электроэнергии, если они разрешены тепловым промышленным потреблением и централизованным отоплением. Тем не менее, когенерация является единственным способом комбинированного производства электроэнергии и тепла с использованием ископаемого топлива с общей эффективностью более 80%.

По сравнению с отдельной выработкой тепла на центральных отопительных установках, ТЭЦ) и электричеством (на центральных тепловых электростанциях, ТЭЦ) экономия топлива в результате комбинированного производства тепла и электроэнергии может достигать 32-34% (рис. 3.6).

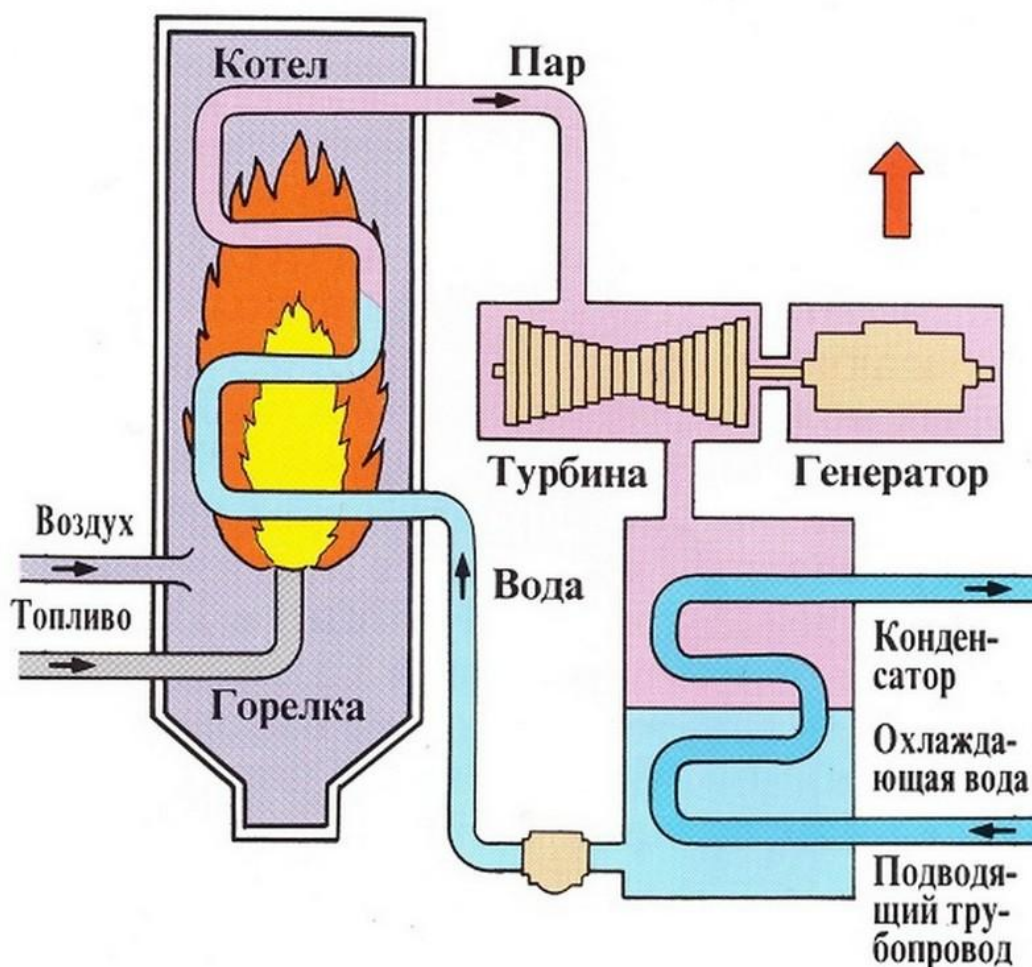


Рисунок 3.6 - Принцип работы ТЭЦ

Преимущества и недостатки микроТЭЦ.

Для страны:

Экономика первичной энергии: успешная реализация когенерации и тригенерации приводит к снижению расхода топлива примерно на 25% по сравнению с традиционной выработкой электроэнергии. На национальном уровне поощряется децентрализованная генерация, снижаются потребности в установке крупных тепловых электростанций, повышается стабильность электрической сети в стране. Это также способствует увеличению занятости на рабочих местах.

Снижение воздействия на окружающую среду: сокращение загрязнения атмосферы происходит в той же пропорции. При использовании природного

газа вместо нефтяного или угольного топлива выбросы и частицы SO₂ сводятся к нулю.

Повышение национальной энергоэффективности: за счет использования конверсионных систем с гораздо более высокой эффективностью.

Безопасность поставки: некоторые применения требуют непрекращающегося наличия энергии, например, больницы и промышленные установки, где небольшой перерыв может причинить непоправимые последствия. Как таковая, когенерация может действовать как гарантия непрерывного источника энергоснабжения, даже когда отсутствует электричество.

У потребителя:

Более низкие потери: при децентрализованном производстве энергии - передача и распределение энергии имеют более низкие потери.

Снижение расходов на электроэнергию: более низкая стоимость потребляемой электроэнергии позволяет снизить экономические затраты, снижая производственные затраты промышленных предприятий и способствуя повышению конкурентоспособности.

Непрерывное электроснабжение: через когенерационную установку, работающую параллельно с внешней сетью, можно иметь бесперебойное электроснабжение с гарантией безопасности, что в случае отказа внешней сети собственная произведенная энергия может удовлетворить потребности пользователя.

Для производителей электрической энергии:

Увеличение доступной электроэнергии – есть большая гарантия поставки электроэнергии потребителям со стороны распределителя электроэнергии.

Уменьшение резервной мощности: нет необходимости иметь высокие резервные мощности, так как в любое время ТЭЦ может продать

энергоресурсы, высвобождая любой излишек в результате производства электроэнергии и тепловой энергии.

Недостатки:

Необходимость принятия соответствующего законодательства:

Соответствующее законодательство является обязательным и должно будет разрешать конфликты и споры, которые неизбежно возникают между независимыми производителями и генерирующими компаниями.

Инфраструктуры:

Необходимо создать соответствующую инфраструктуру для контроля за соблюдением законодательства и технических регламентов и для осуществления соответствующих ремонтно-эксплуатационных работ, чтобы не было серьезных сбоев в подаче электроэнергии в сеть от мелких производителей.

Проблемы управления сетью:

Параллельное подключение когенерационной установки к электросети создает проблемы регулирования.

Сокращение рынка: если независимые производители (когенерация), которые логически производят большую часть потребляемой ими энергии, будут иметь меньший рынок для производителей и распределителей электроэнергии.

Инвестиционный:

От компаний требуется больше инвестиций и, кроме того, компетенция в данной области для минимизации столкновения с неизвестными рисками.

Экологический:

Увеличение загрязнения в непосредственной близости от производственного процесса за счет выбросов продуктов сгорания когенерации, хотя на национальном уровне происходит децентрализация, и снижение загрязнения.

Предложен алгоритм определения стратегий работы ТЭЦ. Решение проблемы экономической диспетчеризации основано на количестве

электроэнергии, вырабатываемой в высокоэффективной когенерации, и коррелированных ценах на тепло и электроэнергию.

Результаты показывают, что стратегии работы когенерационных установок оказывают существенное влияние на их эксплуатационные расходы и рентабельность. Определена минимальная тепловая потребность в 40%, для которой ТЭЦ может экономически эксплуатироваться в современных условиях энергетических рынков.

Очевидно, что прибыль когенерационной установки увеличивается, если полезная тепловая потребность выше этой величины. Для решения задачи оптимизации использовались средние цены, зафиксированные на энергетических рынках. Предлагаемая модель может быть улучшена в будущих исследованиях с помощью алгоритма, в котором используются прогнозируемые цены.

Основной целью операционных стратегий является достижение превышения доходов над расходами при эксплуатации когенерационной установки. Тот факт, что цены на топливо и электроэнергию могут быть неустойчивыми, может создавать не только риски, но и возможности для владельцев когенерационных установок получать прибыль.

Базовый модуль когенерационной установки с использованием поршневых двигателей состоит из:

- системы выработки электроэнергии (генератор) и тепловой энергии;
- электрическая система безопасности;
- вспомогательные приводы распределительных устройств;
- установка автоматического пополнения масла;
- шум глушителей на выпускном и воздушном выходах;
- мастер шкафа управления позволяют осуществлять управление и визуализацию рабочих параметров;
- электрическая система синхронизации сети;
- система аварийного охлаждения;
- звуконепроницаемый корпус.

Поршневой двигатель работает на природном газе, пропане или биогазе и помещается на общем валу с генератором. Работа такого набора позволяет производить электрическую и тепловую энергию.

В результате сгорания газа поршневой двигатель производит тепло в качестве дополнительного продукта преобразования энергии. Это тепло поступает от корпуса двигателя и выхлопа, затем его извлекают с помощью контуров теплообменника, смешивают с системой воды или гликолем, переданного рецептором.

Для достижения предполагаемой температуры воды или гликоля на выходе модуля и для стабильности операций когенерационной системы используется распределительное устройство. Это распределительное устройство управляет клапанами системы аварийного охлаждения и непрерывно контролирует охлаждающую жидкость:

а) в случае слишком горячей температуры воды на входе в систему когенерации, оно перенаправляет часть его к дополнительной системе охлаждения;

б) в случае слишком холодной воды активируется, нагревая его до определенной температуры.

Очевидное преимущество когенерационной установки заключается в высоком КПД, который может достигать 90 % при совместной выработке электро- и теплоэнергии, в отличие от отдельного производства этих форм энергии, что представлено для наглядности на рисунке 5.1.

Для подключения установки на режим работы параллельно с сетью достаточно соблюсти условия синхронизации по равенству напряжения, частоты и совпадения фаз. Помимо параллельного режима работы, когенерационная установка так же может работать автономно, одиночно или в группе установок.

Выбранная установка, наиболее подходящая по параметрам: TEDOMCentoM70SE (исполнение в защитном кожухе) [10], изображена на рисунке 3.6.



Рисунок 3.7 – Внешний вид установки TEDOM CentoM70SE без шумозащитного кожуха.

3.2.1 Расчет единичной мощности блок-модуля

Единичная мощность блок-модуля:

- электрическая 81 кВт

- тепловая 120 кВт

Кол-во блок-модулей 1 шт

Напряжение 0,4 кВт

Стоимость 1 нм^3 природного газа в сбытовой компании

$Ст_г=6,1$ руб.

Калорийность газа 8000 ккал/ нм^3

Стоимость электроэнергии в сбытовой компании

$Ст_э= 6,34$ руб/кВтч

Стоимость 1 Гкал тепла в сбытовой компании

$C_{T_1}=1995,69$ руб/Гкал

Стоимость масла

$C_{T_2}=180$ руб/литр

Использование тепловой энергии в отопительный сезон

3.2.2 Расчет окупаемости энергоцентра

Основные данные [31]:

Общая мощность энергоцентра электрическая

$OM_3=81$ кВт

Общая мощность энергоцентра тепловая

$OM_T=0,1032$ Гкал

Напряжение генератора

$U_{ген}=0,4$ кВ

КПД электрический 35,1%

КПД тепловой 52,2%

КПД общий 87,3%

Расход газа при 100% нагрузке

$P_{r100}=23,9$ м³/ч

Расход газа при 80% нагрузке

$P_{r80}=19,6$ м³/ч

Расход газа при 50% нагрузке

$P_{r50}=15,5$ м³/ч

Емкость смазочной системы

$E_{с.с.}=56$ л

Ресурс двигателя до первого капремонта 40000 моточасов

Срок эксплуатации 120000 моточасов

Интенсивность замены масла $I_{зм}$ каждые 2500 моточасов

Количество человек, обслуживающих установку 2чел.

Заработная плата на 1 человека 10000 рублей

Коэффициент использования утилизации тепла $K_{y.t.}=0,5$

Курс евро 73,00 рублей

Ежемесячное обслуживание установки с учетом стоимости работ:

- комплект свечей 4348 рублей
- комплект фильтров 3228 рублей

Экономические показатели энергоцентра:

Количество часов работы в год

$\text{Ч}_{\text{год}}=8000$ часов

Коэффициент загрузки оборудования

$K_3=0,8$

Годовой отпуск электроэнергии $\text{ЭЭ}_{\text{год}}$ кВтч :

$$\text{ЭЭ}_{\text{год}}=\text{Ч}_{\text{год}} \cdot K_3 \cdot \text{ОМ}_3 \quad (3.1)$$

$$\text{ЭЭ}_{\text{год}} = 8000 \cdot 0,8 \cdot 81 = 518\,400$$

Годовой отпуск теплоэнергии $\text{ТЭ}_{\text{год}}$ Гкал :

$$\text{ТЭ}_{\text{год}}=\text{Ч}_{\text{год}} \cdot K_3 \cdot \text{ОМ}_T \quad (3.2)$$

$$\text{ТЭ}_{\text{год}} = 8000 \cdot 0,8 \cdot 0,1032 = 660,48$$

Годовое потребление топлива $\text{Т}_{\text{г.год}}$ м³:

$$\text{Т}_{\text{г.год}}=\text{Ч}_{\text{год}} \cdot \text{P}_{\text{г80}} \cdot K_3 \quad (3.3)$$

$$\text{Т}_{\text{г.год}}=8000 \cdot 19,6 \cdot 0,8=125\,440$$

Годовые затраты на топливо $T_{г.з.год}$ рублей:

$$T_{г.з.год} = T_{г.год} \cdot C_{T_{г.з.год}} \quad (3.4)$$

$$T_{г.з.год} = 125440 \cdot 6,1 = 765\,184$$

Годовая экономия на тепловой энергии $\Delta T_{год}$ рублей:

$$\Delta T_{год} = T \Delta T_{год} \cdot C_{T_{г.з.год}} \quad (3.5)$$

$$\Delta T_{год} = 660,48 \cdot 1995,69 = 1\,318\,113,33$$

Годовые затраты на угар масла $M_{у.г.з.}$ рублей:

$$M_{у.г.з.} = 0,2 \cdot C_{T_{м.ч.}} / 1000 \cdot \Delta T_{год} \quad (3.6)$$

$$M_{у.г.з.} = 0,2 \cdot 180 / 1000 \cdot 518400 = 18\,662,40$$

Годовое число смен масла $C_{м.ч.}$:

$$C_{м.ч.} = 8000 / I_{3м} \quad (3.7)$$

$$C_{м.ч.} = 8000 / 2500 = 3,2$$

Годовые затраты на смену масла $C_{м.}$ рублей:

$$C_{м.} = C_{м.ч.} \cdot E_{с.с.} \cdot C_{T_{м.ч.}} \quad (3.8)$$

$$C_{м.} = 3,2 \cdot 56 \cdot 180 = 32\ 256$$

Общие годовые затраты на смену масла C_M рублей

$$C_M = M_{у.г.з} + C_{м.} \quad (3.9)$$

$$C_M = 18\ 662,40 + 32\ 256 = 50\ 918,40$$

Годовые затраты на персонал, обслуживающий установку, $Z_{п}$ рублей:

$$Z_{п} = 2 \cdot 10000 \cdot 12 = 240\ 000 \quad (3.10)$$

3.2.3 Расчет себестоимости электроэнергии

Затраты на топливо $Z_{т}$, рублей:

$$Z_{т} = T_{г.з.год} / \text{ЭЭ}_{год} \quad (3.11)$$

$$Z_{т} = 765\ 184 / 518\ 400 = 1,48$$

Затраты на замену масла и угар $Z_{з.м.у.}$, рублей:

$$Z_{з.м.у.} = C_{м} / \text{ЭЭ}_{год} \quad (3.12)$$

$$Z_{з.м.у.} = 32\ 256 / 518\ 400 = 0,06$$

Затраты на персонал $Z_{п.о.}$, рублей:

$$Z_{п.о.} = Z_{п} / \text{ЭЭ}_{год} \quad (3.13)$$

$$Z_{п.о.} = 240000 / 518400 = 0,46$$

Затраты на сервис Z_c , рублей:

$$Z_c = (4348 + 3228) \cdot 12 / 518400 = 0,17 \quad (3.14)$$

Себестоимость кВт*ч $СЕБ_y$, рублей:

$$СЕБ_y = Z_r + Z_{з.м.у} + Z_c + Z_{п.о} \quad (3.15)$$

$$СЕБ_y = 1,48 + 0,06 + 0,17 + 0,46 = 2,17$$

Таким образом, экономия при выработке 1 кВт*ч будет составлять, рублей $ЭК_{эз}$:

$$ЭК_{эз} = C_{T_3} - СЕБ_y \quad (3.16)$$

$$ЭК_{эз} = 6,1 - 2,17 = 3,93 \text{ рублей/кВт*ч}$$

Экономия выбранной установки за 8000 моточасов за год составит, рублей $ЭК_{уст}$:

$$ЭК_{уст} = ЭК_{эз} \cdot Ч_{год} \cdot ОМ_3 \quad (3.17)$$

$$ЭК_{уст} = 3,93 \cdot 8000 \cdot 81 = 2\,546\,640$$

Стоимость установки составляет 89 786 Евро, в соответствии с курсом ЦБ РФ стоимость установки, в рублях $C_{уст}$: 6 554 378.

Общая стоимость строительно-монтажных работ уже входит в стоимость установки.

Срок окупаемости энергоцентра, исходя из вышеизложенного будет составлять $C_{ок}$, лет:

$$C_{ок} = C_{уст} / \text{ЭК}_{уст} \quad (3.18)$$

$$C_{ок} = 6554378 / 2546640 = 2,6$$

3.2.4 Выбор котельного оборудования

При выборе когенерационной установки тепловая нагрузка потребителя покрывается в недостаточном количестве. Для того, что бы скомпенсировать разность между требуемой и фактической мощностью, предлагается установить дополнительный источник тепла.

В качестве дополнительного источника тепла в данной работе принят к рассмотрению водогрейный котел. Он будет работать на том же топливе, что и когенерационная установка.

Требуемая мощность котельной OM_k , кВт определяется как разница между фактической мощностью потребления $OM_{п}$ и тепловой мощностью, выдаваемой когенерационным агрегатом OM_T

Однако, данную котельную решено выбирать по полной мощности потребления для обеспечения резервного теплоснабжения в случае неисправности когенерационной установки.

К дальнейшему рассмотрению примем блочную котельную ТКУ-200 от производителя «ПромГазАвтоматика», принцип работы котла изображен на рис. 3.8 [33].

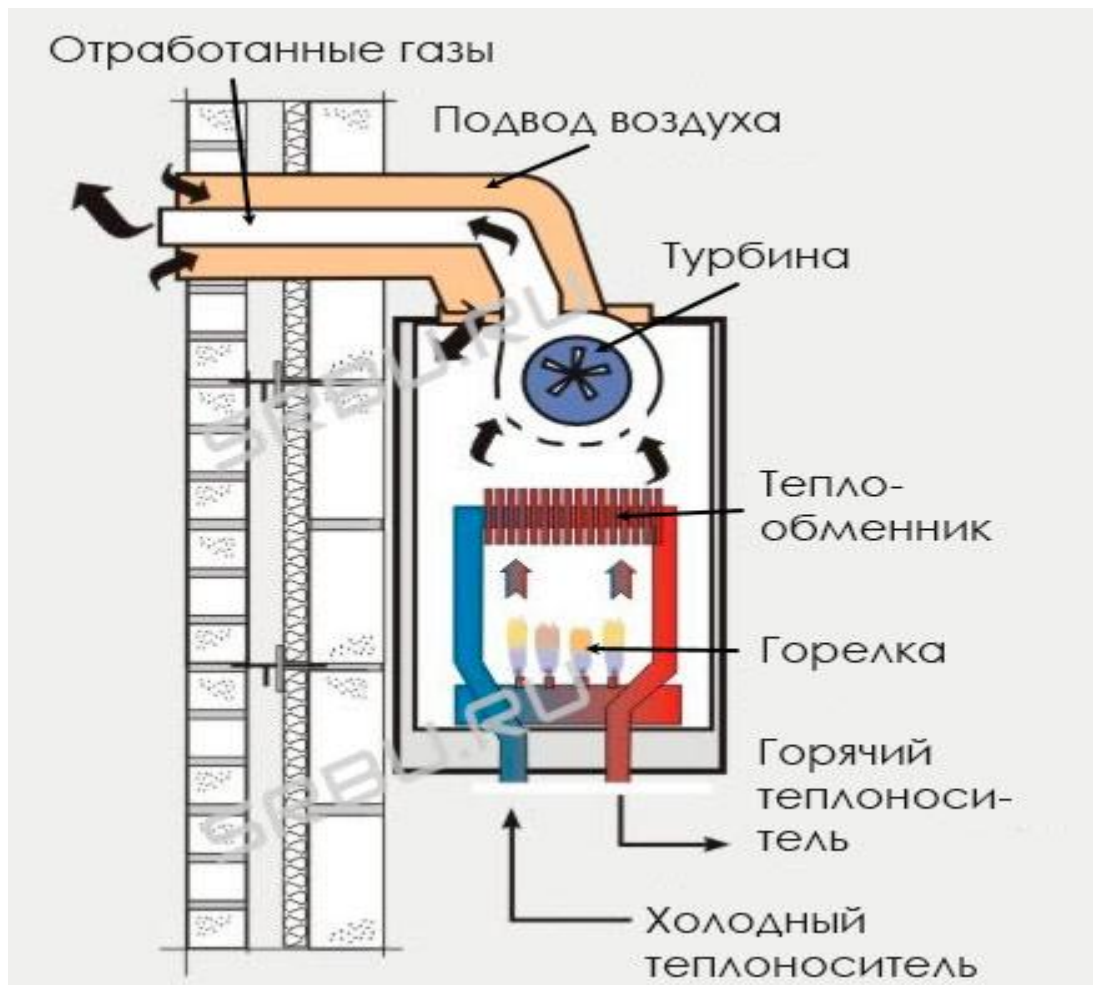


Рисунок 3.8 – Принцип работы газового котла ТКУ-200.

Примем полную мощность котельной:

$$OM_k = 200 \text{ кВт} = 0,172 \text{ Гкал/час} \quad (3.19)$$

При отопительном сезоне в 218 дней, годовой расход тепла $T_{г.к.}$ составит, Гкал:

$$T_{г.к.} = 222 \cdot 24 \cdot 0,172 \cdot 0,432 = 395,9 \quad (3.20)$$

Затраты на покупку теплоэнергии у энергосбытовых компаний $T_{э.к.}$ рублей:

$$T_{э.к.} = 395,9 \cdot 1995,69 = 790\,093,67 \quad (3.20)$$

Годовые затраты на рассчитываемую котельную $K_{г.з.}$ рублей:

$$K_{г.з.} = 6,1 \cdot 395,9 \cdot 150,58 = 363\,660 \quad (3.21)$$

Затраты на обслуживание котельной 18 000 рублей

Общие затраты за отопительный сезон $O_{о.с.}$ рублей:

$$O_{о.с.} = 363660 + 18000 = 381660 \quad (3.22)$$

$$790\,093,67 / 381\,660 = 2,07$$

Т. о. стоимость отопительного сезона для рассчитываемой котельной будет в два раза ниже, чем потребление теплоэнергии из централизованной системы.

При стоимости:

-котельной 600 тысяч рублей,

-монтажа 150 тысяч рублей

срок ее окупаемости $C_{ок.к.}$ будет составлять, лет:

$$(600000 + 150000) / 381660 = 1,97 \text{ года (два отопительных сезона)} \quad (3.23)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было выполнено внедрение установки комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для повышения энергоэффективности рассматриваемого объекта.

В качестве рассматриваемого объекта был выбран ГК «ПаркОтель», Пензенская область, город Сердобск. Было проведено рассматривание систем энергообеспечения комплекса. При этом выявлено, что все оборудование находится в упадническом состоянии. Большой процент износа инженерных сетей увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций.

К примеру, котельная, производящая отпуск тепла для комплекса, была введена в эксплуатацию в 1964 году. Год ввода в эксплуатацию электрической подстанции, снабжающей комплекс – 1979.

Расчетная общая нагрузка составила: электрическая – 68кВт, тепловая – 193,8 кВт.

Далее анализировались установки комбинированной выработки энергии. Наиболее оптимальными вариантами представились газотурбинная и газопоршневая установка. Их дальнейшее сравнение привело к выбору газопоршневой установки в качестве основного источника выработки электрической и тепловой энергии в системе автономного энергоснабжения комплекса.

Выбранная установка, наиболее подходящая по параметрам: TEDOMCentoM70SE (исполнение в шумозащитном кожухе). Технико-экономический расчет показал, что при стоимости газа 6,1руб. за 1 м³, годовая экономия составит 2 546 640 рублей. Полный срок окупаемости данной установки произойдет через 2,6 года эксплуатации.

Ввиду того, что тепловая мощность установки в недостаточном объеме покрывает требуемую, дополнительно рассмотрено котельное оборудование – блочная котельная ТКУ-200 от производителя «ПромГазАвтоматика».

Технико-экономический расчет показал, что при стоимости газа 6,1руб. за 1 м³, годовая экономия котельной составит 408 433,67 рублей.

Полный срок окупаемости данной установки произойдет через 1,97 года эксплуатации, или два отопительных сезона.

Расчетывание котельного оборудования по полной мощности происходило из соображений использования котельной в качестве источника резервного питания на время вывода когенерационной установки в ремонт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 256.1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. Актуализированная редакция СП 31-110-2003. Свод правил. Введ. 2017 – 02 – 03. // Консультант плюс: справочно-правовая система.
2. СП118.13330.2012. Общественные здания и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 31-05-2003. Свод правил. Введ. 2013 – 01 – 01 // Консультант плюс: справочно-правовая система.
3. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. Свод правил. Введ. 2013 – 01 – 01. // Консультант плюс: справочно-правовая система.
4. Варфоломеев Л.П. Элементарная светотехника. М.: Москва, 2013. – 288 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок : электронное учеб. пособие ; Тольятти : ТГУ, 2015. 107 с.
6. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения : электронное учеб. пособие ; Тольятти : ТГУ, 2016. 78 с.
7. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение магистерской диссертации : учебно-методическое пособие для студентов направления 13.04.02; Тольятти : ТГУ, 2018. 36 с.
8. Долин П.А. Электробезопасность. Теория и практика : учеб. пособие. М. : МЭИ ; Москва, 2012. 280 с.
9. Игнатович В.М., Ройз Ш.С. Электрические машины и трансформаторы. : учеб. пособие для СПО. М. : Юрайт ; Москва, 2016. 181 с.
10. Когенерационные установки [Электронный ресурс] : Tedom URL: <https://www.tedom.com/ru/kogeneracionnyje-ustanovki/> (дата обращения: 26.03.2019).

11. Михайлов В.Е. Современная электросеть СПб. : НиТ, 2013. 256 с.
12. Каталог кабелей [Электронный ресурс] : Самарская кабельная компания. URL: <https://www.samaracable.ru/cgi-bin/cat/frame.cgi> (дата обращения: 26.03.2019).
13. Хорошилов Н.В., Пилюгин А.В., Хорошилова Л.В., Бирюлин В.И., Ларин О.М. Электропитающие системы и электрические сети : учеб. Пособие. М. : ТНТ ; Старый Оскол : 2012. 350 с.
14. Шерстнев С.Н., Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике : справочное издание. М. : КНО РУС; Москва : 2013. 864 с.
15. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : справочное пособие. М.: Инфра-М; Москва : 2014. – 136 с.
16. Horkai1, A. Smart solutions and opportunities for district heating: the case of Budapest [Text] / András Horkai1, Balázs Némethi, Attila Talamon // Interdisciplinary Description of Complex Systems. – 17(1-A) – 2019. – PP. 78-84.
17. Valdés, H. Cogeneration Process Technical Viability for an Apartment Building: Case Study in Mexico [Text] / Hugo Valdés, Gabriel Leon // Processes. - 7(2) – 2019. – PP. 93.
18. Dagilis, V. Low grade heat recovery system for woodfuel cogeneration plant using water vapour regeneration [Text] / V. DAGILIS, L. VAITKUS, A. BALČIUS, J. GUDZINSKAS, V. LUKOŠEVIČIUS // Thermal Science. – 2018. – Vol. 22. – Issue 6. - PP. 2667-2677.
19. Piacentino, A. On the Reliability of Optimization Results for Trigeneration Systems in Buildings, in the Presence of Price Uncertainties and Erroneous Load Estimation [Text] / A. Piacentino, R. Gallea, P. Catrini, F. Cardona, D. Panno // Energies. – 9(12) – 2016. – PP. 1049. (<https://www.mdpi.com/1996-1073/9/12/1049/htm>)

20. Dinh, B. H. A Novel Method for Economic Dispatch of Combined Heat and Power Generation [Text] / B. H. Dinh, T. T. Nguyen, N. V. Quynh, L. V. Dai // Energies. – 11(11) - 2018. – PP. 3113.
21. Afonso, C. Evaluation of the economic viability of the application of a trigeneration system in a small hotel [Text] / C. Afonso, C. Rocha // Future Cities and Environment. – 2016. – PP. 1-9.
22. Corredor, L. Industrial Energetic Districts: Impact Analysis on the Global Energy Efficiency and Business Competitiveness [Text] / L. Corredor, J.
23. Avendaño, R. Bello¹, Á. Redondo¹, J. Calle¹, J. Vilorio¹ // E3S Web Conf. – 2018. – PP. 1-9.
24. Газопоршневые электростанции Siemens Gas Engines [Электронный ресурс] : ЗАО «АЭС». Официальный дистрибьютор SiemensEngine. URL: <http://siemens-engines.ru/oborudovanie/gas-natural/> (дата обращения: 19.03.2019).
25. Газопоршневые электростанции. Калькулятор [Электронный ресурс] : ЗАО «Автономный ЭнергоСервис». URL: <http://www.esist.ru/energo-calculator/> (дата обращения: 26.03.2019).
26. Все генераторы в одном каталоге [Электронный ресурс] : ООО Завод «Генмоторс». URL: <https://www.energo-motors.com> (дата обращения: 26.03.2019).
27. Прибыль и издержки фирмы [Электронный ресурс] : Учебные материалы онлайн. URL: https://studwood.ru/502020/ekonomika/pribyl_i_izderzhki_firmy (дата обращения: 26.03.2019).
28. Энергетическое оборудование [Электронный ресурс] : ИЕС Energy. URL: <https://iec-energy.ru/> (дата обращения: 26.03.2019).
29. Оприщенко А.С. Электрооборудование и электрохозяйство ГК «ПаркОтель» с применением когенерационной установки : ВКР; Тольятти : ТГУ, 2017. 48 с.

30. Мартынов Н.О. Разработка проекта автономного источника питания Тольяттинского государственного университета : ВКР; Тольятти : ТГУ, 2016. 100 с.
31. Аналитика [Электронный ресурс] : Компания «НОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ» : URL: <https://manbw.ru/analytics/> (дата обращения: 26.05.2019).
32. Сведения о результатах научно-исследовательской работы с отчетом №АААА-Б16-216020270091-2 [Электронный ресурс] : ЕГИСУ НИОКТР. URL: <https://esu.citis.ru/ikrbs/YWCOVB0XGHGRKDOUJ6EAT3SJ#2> (дата обращения: 26.05.2019).
33. Экономическая эффективность газовой котельной [Электронный ресурс] : Удмуртская проектно-строительная компания. URL: <http://upck18.ru/gas/boiler/boilereconomics> (дата обращения: 26.05.2019).
34. Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям теплоснабжающими организациями на территории Пензенской области, на долгосрочный период регулирования 2019 - 2021 гг. [Электронный ресурс] : Приказ от 14 декабря 2018 года № 105. URL: <http://docs.cntd.ru/document/550296795> (дата обращения: 26.05.2019).